

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
INSTITUTO DE ECONOMIA  
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**POLÍTICA ENERGÉTICA PARA O SEGMENTO DE  
REFINO DE PETRÓLEO BRASILEIRO: UMA  
ANÁLISE DOS IMPACTOS ECONÔMICO-  
FINANCEIROS**

Pedro Victor Nascimento Xavier  
Matrícula nº 108019119

Orientador: Prof. Edmar Luiz Fagundes de Almeida

ABRIL 2012

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
INSTITUTO DE ECONOMIA  
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**POLÍTICA ENERGÉTICA PARA O SEGMENTO DE  
REFINO DE PETRÓLEO BRASILEIRO: UMA  
ANÁLISE DOS IMPACTOS ECONÔMICO-  
FINANCEIROS**

---

Pedro Victor Nascimento Xavier  
Matrícula nº 108019119

Orientador: Prof. Edmar Luiz Fagundes de Almeida

ABRIL 2012

*As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do autor.*

Dedico este trabalho aos meus avós, Maria e Natanael, que apesar de suas dificuldades, sempre fizeram o possível e o impossível para me dar educação e lições de dignidade.

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente, gostaria de agradecer ao Grupo de Economia da Energia da UFRJ, em especial ao meu orientador Edmar Luiz Fagundes de Almeida, por despertarem em mim a paixão pelo estudo do setor energético e o poder crítico de percepção e análise.

Além disto, gostaria de agradecer aos amigos do Banco Bradesco que, pela outra ótica, deram-me dicas e ensinamentos para uma coerente abordagem financeira. Agradeço, em especial, ao Sr. Paulo Ricardo por ter dividido com a minha pessoa seu grande conhecimento do setor, e por ter tido compreensão em momentos úteis para a confecção deste trabalho.

Gostaria também de agradecer aos amigos da época de Colégio Pedro II, Unirio, mas em especial, aos da UFRJ. Marcio Carvalhal, Filipe Aguiar, Frederico Seifert, Tomás Ferreira, Douglas Tolentino, Bruno Berger, Thiago Cacicedo, Sandro Burgi, Guilherme Lemos, Luiz Fernando Balbi, Elisa Taves, Laryssa Symas, Alessandra Vilas, Bianca Honigman, dentre outros, podem ter certeza que este trabalho é fruto, também, de nossos quatro anos de amizade e convivência.

Por fim, gostaria de agradecer aos meus familiares por todo o apoio. Obrigado, mãe Cristina, tio Gilvando, tia Fabiana, pai Junior, Kênia, irmãos Mayara e Frederico por todo o apoio e paciência depositados por quatro anos em um universitário. Em especial, gostaria de agradecer aos meus avós, Maria e Natanael, por darem-me total inspiração e ferramentas para estudar e viver.

## **RESUMO**

O trabalho analisa o parque de refino brasileiro e as perspectivas de investimento que o mesmo possui para os próximos anos. Para isto, alguns conceitos básicos relacionados a economia do refino, além de um mínimo embasamento técnico são oferecidos no primeiro momento.

Tomando como cenário o contexto internacional, e a evolução do perfil da demanda doméstica, os investimentos previstos para a ampliação e remodelagem do parque são analisados que, para o caso brasileiro, praticamente se restringe à Petrobras. Posteriormente, o contexto político e financeiro da empresa são oferecidos para chegar-se a conclusão sobre se, sob o ponto de vista da política energética brasileira e pela rentabilidade da empresa, vale a pena a alocação de recursos esperada.

# ÍNDICE

<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>10</b>
<b>CAPÍTULO I – CARACTERIZAÇÃO DA INDÚSTRIA DE REFINO DE PETRÓLEO.....</b>	<b>12</b>
<b><i>I.1 – CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.....</i></b>	<b>13</b>
<i>I.1.1 – Especificidades da matéria-prima.....</i>	<i>13</i>
<i>I.1.2 – As unidades de conversão e os esquemas de refino .....</i>	<i>15</i>
<i>I.1.3 – O nível de complexidade da refinaria.....</i>	<i>18</i>
<b><i>I.2 – CARACTERÍSTICAS ECONÔMICAS .....</i></b>	<b>20</b>
<i>I.2.1 – Economias de escala e escopo e sua utilidade para a atividade de refino.....</i>	<i>20</i>
<i>I.2.2 – A dinâmica dos custos.....</i>	<i>23</i>
<i>I.2.3 – A margem de refino .....</i>	<i>26</i>
<i>I.2.4 – Cenário atual: fatores redutores da rentabilidade.....</i>	<i>28</i>
<b><i>I.3 – VISÃO GERAL DO SETOR NO MUNDO .....</i></b>	<b>30</b>
<i>I.3.1 – Breve histórico.....</i>	<i>30</i>
<i>I.3.2 – Movimentação recente e perspectivas para o setor .....</i>	<i>33</i>
<b>CAPÍTULO II – CARACTERÍSTICAS DO PARQUE DE REFINO BRASILEIRO E AS EXPECTATIVAS DE EVOLUÇÃO.....</b>	<b>42</b>
<b><i>II.1 – CARACTERIZAÇÃO DO PARQUE DE REFINO BRASILEIRO.....</i></b>	<b>42</b>
<i>II.1.1 – Breve histórico .....</i>	<i>42</i>
<i>II.1.2 - Parque de refino brasileiro: caracterização e planos de expansão .....</i>	<i>45</i>
<b><i>II. 2 – BALANÇO ENTRE OFERTA E DEMANDA PARA O MERCADO BRASILEIRO .....</i></b>	<b>52</b>
<i>II.2.1 – O perfil da oferta.....</i>	<i>53</i>
<i>II.2.2 - O perfil da demanda.....</i>	<i>54</i>
<i>II.2.3 - Balanço entre importações e exportações de derivados e crus.....</i>	<i>56</i>
<b><i>II. 3 – ESTRATÉGIA DO GOVERNO E PERSPECTIVAS .....</i></b>	<b>57</b>
<b><i>II. 4 – CICLO DE INVESTIMENTOS E INTERESSES DA PETROBRAS .....</i></b>	<b>61</b>
<i>II.4.1 – Histórico de investimentos da Petrobras para o segmento de refino .....</i>	<i>61</i>
<i>II.4.2 - Plano estratégico Petrobras 2020 .....</i>	<i>64</i>
<i>II.4.2.1 - Investimentos em outros segmentos da cadeia.....</i>	<i>64</i>

II.4.2.1 - Investimentos previstos para o segmento de refino.....	65
<b>CAPÍTULO III – ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA DO NEGÓCIO REFINO.....</b>	<b>69</b>
<b>III.1 O DESEMPENHO DA ATIVIDADE DE ABASTECIMENTO NO BALANÇO DA PETROBRAS .</b>	<b>69</b>
III.1.1 – Evolução da rentabilidade consolidada.....	71
III.1.2 - Análise comparativa do retorno propiciado entre os segmentos de de	
Exploração e Produção e Abastecimento .....	73
<b>III.2 ESTRATÉGIA EMPRESARIAL E EXPECTATIVA DOS ACIONISTAS VERSUS POLÍTICA DO</b>	
<b>GOVERNO</b> .....	77
<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>81</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>83</b>



# ÍNDICE DE TABELAS E FIGURAS

Tabela 1.1 – Cronologia do desenvolvimento tecnológico do refino .....	18
Figura 1.1 – Preços do óleo cru, em média, em dólares por barril (dólar real de 2010). ....	26
Figura 1.2 – Evolução da capacidade de refino mundial por região (em milhares de barris/dia) .....	33
Figura 1.3 – Evolução do total processado pelas refinarias por região(em milhares de barris/dia).....	34
Tabela 2.1 – Localização, início da operação e capacidade nominal instalada das refinarias .....	46
Tabela 2.2 – Evolução do saldo Importação X Exportação (2001 e 2006-2010).....	56
Tabela 2.3 – Evolução esperada do balanço (Produção X Demanda) nacional de derivados (2011-2020) .....	60
Tabela 2.4 – Capacidade de processamento e cronograma de partida das novas refinarias .....	67
Figura 2.1 – Evolução do nível de utilização médio das refinarias em (%).....	45
Figura 2.2 – Produção de derivados de petróleo – 2010 comparado a 2001.....	53
Figura 2.3 – Evolução da produção (Energéticos X Não energéticos) em m <sup>3</sup> .....	53
Figura 2.4 – Vendas nacionais, pelas distribuidoras, dos principais derivados de petróleo ... ..	54
Figura 2.5 – Vendas nacionais, 2003 e 2011, por região.....	55
Figura 2.6 – Valores da importação e da exportação de derivados de petróleo (mil US\$ FOB – 2001-2010) .....	56
Figura 2.7 – Perspectivas de preços internacionais de derivados de petróleo (US\$/b, maio/2010) .....	58
Figura 2.8 – Perspectivas de preços nacionais de derivados de petróleo (US\$/b, maio/2010). .....	59
Figura 2.9 – Histórico do Investimento Nominal (US\$ MM) .....	62

<b>Figura 2.10 – Evolução (em %) do alocado no segmento downstream com relação ao CAPEX total da Petrobras.....</b>	<b>63</b>
<b>Figura 2.11 – Comparação na alocação de recursos, por segmento de negócios, entre os Planos de Negócios 2010-2014 e 2011-2015 .....</b>	<b>64</b>
<b>Figura 2.12 – Distribuição na alocação dos investimentos previstos em Refino, Petroquímica e Logística) .....</b>	<b>66</b>
<b>Figura 2.13 – Rendimento das refinarias existentes – 2020 X Rendimento das novas refinarias - 2020 .....</b>	<b>68</b>
<b>Tabela 3.1 – Conceituação de indicadores e índices contábeis .....</b>	<b>71</b>
<b>Tabela 3.2 – Evolução indicadores do Balanço da Petrobras . .....</b>	<b>72</b>
<b>Tabela 3.3 – Evolução indicadores do Balanço da Petrobras, segmento de Exploração e Produção .....</b>	<b>74</b>
<b>Tabela 3.4 – Evolução indicadores do Balanço da Petrobras, segmento de Abastecimento.....</b>	<b>75</b>
<b>Tabela 3.5 – Evolução do preço médio da gasolina C e do Óleo Diesel ao consumidor .....</b>	<b>79</b>
<b>Figura 3.1 – Evolução dos investimentos da Petrobras versus preços do petróleo .....</b>	<b>73</b>
<b>Figura 3.2 – Evolução dos investimentos efetivos da Petrobras em E&amp;P versus aumento de reservas .....</b>	<b>74</b>
<b>Figura 3.3 – Evolução da relação Receita Operacional Líquida X Lucro líquido entre os anos de 2006 e 2011 para o segmento de E &amp; P (R\$ MM).....</b>	<b>75</b>
<b>Figura 3.4 – Evolução da relação Receita Operacional Líquida X Lucro líquido entre os anos de 2006 e 2011 para o segmento de Abastecimento (R\$ MM) .....</b>	<b>76</b>
<b>Figura 3.5 – Custo de Refino – Brasil (US\$/ Barril).....</b>	<b>78</b>

## INTRODUÇÃO

O parque de refino brasileiro está defasado e necessitando de urgentes investimentos por parte dos agentes, segundo consenso entre analistas. Desde 1980 a Petrobras não inaugura refinarias no Brasil. Nos últimos dez anos apenas três refinarias, todas privadas e com baixo nível de processamento, iniciaram suas operações.

Por outro lado, a demanda por destilados está acentuando-se cada vez mais. Movidos pelo crescimento econômico, os agentes econômicos demandam cada vez mais derivados: QAV nas viagens aéreas, gasolina para abastecer a frota de carros, o diesel para mover o setor agrícola, a nafta da indústria petroquímica, dentre outros. Além de pressões quantitativas, a remodelagem qualitativa também exerce influência uma vez que especificações ambientais quanto a emissão de poluentes, e tecnológicas quanto ao desempenho das máquinas movidas pelos combustíveis, aceleram a necessidade de adaptação da produção.

Desta forma, a Petrobras vê-se pressionada a aumentar o parque de refino a fim de atender os novos padrões de qualidade e garantir o suprimento interno, sem incorrer em importações de petróleo e derivados. Contudo, o cenário de maior dificuldade para recuperação de reservas e os *revamps* necessários tornam o custo de refino maior. Por outra ótica, é de total interesse do Governo que o país tenha um fluxo contínuo no abastecimento de petróleo e derivados, sem que os preços destes deteriore a inflação. A empresa, assim, está em meio a um *trade off*: por um lado o aumento de custos prejudica os resultados da companhia e gera conflito com os acionistas, mas por outro lado reajustes de preços ou até mesmo uma não modernização do parque gerariam inquietude por parte do agente público. Neste contexto, o presente trabalho tentou analisar a rentabilidade que o segmento de refino apresenta para o negócio da Petrobras e, em meio a fatores econômicos, técnicos e políticos, verificar se a política de preços está alinhada com os custos incorridos para a readequação do parque e se há a possibilidade de auferir lucros através deste cenário.

O trabalho compreende esta introdução, três capítulos e uma conclusão. No primeiro capítulo, apresentam-se as características técnicas e econômicas do negócio refino, com o

intuito de dar uma noção geral quanto às particularidades deste segmento intermediário da cadeia de petróleo. Além disto, o contexto internacional é apresentado a fim de apresentar um eixo de comparação com o caso brasileiro.

O segundo capítulo apresenta o cenário do caso brasileiro. Em um primeiro momento, é apresentado o histórico de evolução do parque de refino brasileiro, e os momentos chave os quais influenciaram a mudança do perfil da produção, assim como o arsenal tecnológico disponível o qual torna viável a produção de determinados derivados. Em seguida, o perfil da demanda e da oferta é apresentado. A evolução do consumo é apresentada para ilustrar-se onde o consumo de derivados de petróleo está crescente, em que sentido a oferta ainda está defasado e, em meio a este saldo, onde e o quê o país necessita importar. A visão do Governo é apresentada através do uso de publicações vinculadas ao Ministério de Minas e Energia: o Plano Decenal de Energia e o Balanço Energético Nacional. Através destas publicações, há como se ter uma noção de quanto o Governo espera que aumente a demanda para determinados derivados, com a correspondente evolução da oferta, e, dentro do cenário projetado, onde há a possibilidade de exportação, ou a necessidade de importação. Fechando o capítulo, o perfil da Petrobras é apresentado quanto à alocação de seus investimentos e o histórico deste. Em seguida, o Plano de Negócios 2011-2015 é apresentado, com um *overview* quanto ao planejado para todos os segmentos, mas com foco, claro, no segmento de refino de petróleo o qual prevê a inauguração das refinarias do Nordeste, Comperj e *Premiums* I e II até 2020.

O terceiro e último capítulo finaliza os objetivos deste trabalho, avaliando os números da Petrobras e onde a empresa apresenta as maiores margens. Através disto, a despeito da necessidade do mercado interno e das perspectivas quanto ao cenário externo, é feita uma análise sobre se os investimentos previstos, considerando a rentabilidade presente, fariam sentido para a empresa e seus acionistas obterem lucro. Um plano geral quanto à política de preços praticada é fornecido e, somado aos fatores apresentados na análise da rentabilidade, é útil para chegar-se à conclusão do trabalho.

Finalmente, apresentam-se as conclusões e as considerações finais na última parte do trabalho.

## **CAPÍTULO I- CARACTERIZAÇÃO DA INDÚSTRIA DE REFINO DE PETRÓLEO**

O presente capítulo tem como finalidade a implantação de uma base conceitual para o trabalho, descrevendo as características da indústria de refino de petróleo, tanto técnicas quanto econômicas. Esta primeira análise é fundamental para localizar os principais entraves e incentivos para a tomada de decisão dos agentes, tanto públicos quanto privados.

A estrutura econômica da indústria petrolífera difere significativamente com relação a outras indústrias energéticas existentes tais como carvão e eletricidade. A incerteza, aliada aos altos custos, fazem com que os agentes que têm informações sobre a indústria as escondam, e os que divagam a respeito normalmente não possuem convicção de suas teorias (MASSERON, 1990). A indústria do petróleo enfrenta, além dos riscos empresariais convencionais, o risco geológico, quando um poço perfurado não possui óleo economicamente viável e o risco político uma vez que a instabilidade política da área de exploração pode fazer com que as atividades fiquem prejudicadas, senão interrompidas por determinações de força maior. Nos últimos 40 anos, eventos geopolíticos invariavelmente interferiram no preço do barril de petróleo (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2012a).

A atividade de refino de petróleo, foco deste trabalho, exerce uma interface entre a exploração e produção (E&P) e a comercialização de derivados finais para os consumidores. Apesar do surgimento de outras energias alternativas nos últimos anos e especificações ambientais mais rígidas, no curto prazo não há como vislumbrar um cenário onde o petróleo e seus derivados fiquem à margem da rotina da população mundial. (ALMEIDA, 2011).

## **I.1 Características técnicas**

A função tecnológica das refinarias é separar, por aquecimento progressivo e por processos físico-químicos, os componentes mais leves dos mais pesados, produzindo uma ampla gama de combustíveis e matérias-primas, de acordo com especificações técnicas padronizadas (Pinto Jr. et al, 2007). O refino realiza a intermediação da cadeia produtiva, ajustando as especificações do fluxo ininterrupto entre óleo produzido no upstream aos requerimentos técnicos padronizados do fluxo intermitente de muitos derivados escoados para os mercados mundiais.

A fim de obter os derivados, cada refinaria possui uma estrutura com suas próprias unidades de conversão, matéria prima processada e tecnologia, o que torna inviável a existência de duas refinarias idênticas no mundo. Há diferentes esquemas de refino, balizados pela qualidade do óleo cru processado, mercado consumidor e o próprio avanço tecnológico associado à produção de hidrocarbonetos de maior valor.

### **I.1.1 Especificidades da matéria prima**

O petróleo é considerado um produto natural não renovável, composto por uma mistura de hidrocarbonetos e algumas impurezas. Sua disseminação como principal fonte de energia primária na matriz energética mundial se intensificou após a 2ª Guerra Mundial. Embora seja considerada uma *commodity*, não é um produto homogêneo. (FAVENNEC, 2001:43). Seu potencial energético será melhor aproveitado, tornando melhor sua utilização como matéria prima, caso seu desmembramento seja realizado por cortes, com padrões pré-estabelecidos para determinados objetivos . O petróleo, em seu estado bruto, não pode ser utilizado como combustível, pois é uma combinação de moléculas de diferentes tamanhos e, portanto, sem características de queima conhecidas (ZYLBERBERG, 2006).

Cada tipo de petróleo terá uma utilidade e um valor para a produção de determinados derivados, dependendo das características requeridas para aquele bem específico. Um dos grandes desafios da indústria de refino é utilizar os recursos

disponíveis, com suas respectivas características, e conseguir moldar soluções que atendam a demanda pelos derivados e seus atributos correspondentes.

As peculiaridades do petróleo variam conforme suas condições geológicas de formação. As principais características de um tipo de petróleo, relevantes para a atividade econômica do refino, são a densidade do óleo, o tipo de hidrocarboneto – ou base – predominante na mistura e o teor de enxofre.

Existem cerca de 200 tipos de óleo cru, agrupados em faixas de qualidades diferentes, em função do grau API<sup>1</sup> do petróleo encontrado nas distintas jazidas: leves, médios, pesados e extrapesados. Quanto menor a densidade do petróleo, maior o seu valor comercial, uma vez que com este tipo de óleo é possível a produção de uma maior parcela de derivados nobres, com maior valor comercial, como a gasolina, o diesel e o GLP (MARTINS, 2003). Os petróleos, segundo divisão baseada pelo grau API, contém as seguintes denominações: Leves possuem API superior a 31,1; Médios possuem API entre 31,1 e 22,3; Pesados possuem API entre 22,3 e 10,0 e Extrapesados possuem API inferior a 10,0.

Com relação à base ou tipo de hidrocarboneto predominante, o petróleo é classificado em três categorias: parafínicos, naftênicos ou aromáticos. Os hidrocarbonetos parafínicos são mais comuns e quando refinados produzem frações de gasolina de qualidade inferior (menor octanagem) àquela produzida com óleos de tipo aromático ou naftênico. Contudo, os óleos parafínicos são mais apropriados para a produção de óleo diesel, de ceras e lubrificantes, o que faz com que haja uma grande oscilação de seu valor de mercado, conforme altera a demanda por estes derivados (TAVARES, 2005).

O enxofre é o terceiro elemento mais presente na composição do petróleo, atrás apenas de hidrogênio e carbono. Costuma-se denominar petróleos azedos como aqueles que

---

<sup>1</sup> O Grau API é apenas uma forma de expressar a densidade do petróleo, através de um índice adimensional. Quanto maior for a densidade do petróleo, menor será o seu grau API, ou mais pesado será o petróleo, como mostra a expressão abaixo:

$$API = [141,5/dr(60/60)] - 131,5, \quad \text{onde}$$

dr (60/60) é a densidade da amostra a 60°F, em relação à densidade da água a 60°F (densidade relativa)

possuem teor acima de 2,5% e petróleo doces aqueles com teor inferior a 0,5%. O intermédio entre estas classificações abrange os óleos semidoces ou semi-ácidos. Geralmente, quanto maior o teor de enxofre, maior a densidade do óleo (menor o seu grau API). Compostos sulfurados são indesejáveis pois provocam corrosão, contaminam catalisadores, determinam cor e cheiro de produtos finais, além de produzirem  $\text{SOx}^2$  o qual provoca a chuva ácida deteriorando a qualidade ambiental.

Além das formas convencionais de diferenciação entre os óleos, há outros indicadores de impurezas oleofílicas e parâmetros de caracterização. Quanto ao primeiro grupo citado, podemos citar os compostos nitrogenados, compostos organometálicos, resinas e asfaltenos, impurezas oleofóbicas, e compostos oxigenados, os quais possuem ligação direta com o teor de acidez do óleo, que é medido através do índice TAN<sup>3</sup>. A respeito dos parâmetros de caracterização, além do grau API, podemos mencionar as curvas de destilação, frações (ou “cortes”), curvas PEV (Ponto de Ebulição Verdadeiro), teor de sais e sedimentos, viscosidade, cor e odor, além do Fator de Caracterização (KUOP) o qual indica a natureza do óleo.

### **I.1.2 As unidades de conversão e os esquemas de refino**

A composição da carga de uma refinaria pode possuir um grande leque de variação, uma vez que sistemas complexos com diversas operações dependem das características dos insumos (ou da mistura entre insumos) e dos produtos desejados, impedindo a possibilidade de similaridade entre as diversas refinarias existentes e as possíveis a serem construídas. Grosso modo, não há uma única técnica de refino adaptável para qualquer tipo de óleo bruto. Os diversos esquemas de refino, provenientes das várias unidades de processamentos almejam confeccionar arranjos os quais possuam a maior racionalidade econômica possível.

O planejamento e construção de uma refinaria de petróleo, em geral, objetivam por um dos dois objetivos seguintes: i) produção de combustíveis e matéria primas

---

<sup>2</sup> Combinação de um átomo de enxofre com “x” átomos de oxigênio.

<sup>3</sup> O Total Acid Number (TAN) é, normalmente, medido em miligramas de hidróxido de potássio por grama (ou MG KOH/g). Óleos ácidos têm TAN acima de 1,0, e óleos não ácidos têm TAN abaixo de 1,0.



petroquímicas; ii) produção de lubrificantes básicos e parafinas. O primeiro caso, impulsionado pelo retorno financeiro, constitui a maioria dado o volume de demanda incidente sobre os combustíveis, e pelo fornecimento básico para o fluxo da indústria petroquímica.

Os processos de uma refinaria, suas operações, usualmente são classificados em cinco grupos: processos de separação, de conversão, combinação de hidrocarbonetos, rearranjo de hidrocarbonetos e tratamento e *blending*.

Os processos de separação não afetam a estrutura das moléculas, uma vez que são de natureza física. Trata-se da separação da carga (petróleo cru) em diferentes grupos e/ou cortes de hidrocarbonetos. A unidade *topping*<sup>4</sup> mais comum é a destilação, porém a desasfaltação a solvente também constitui um processo de separação do óleo cru em diferentes matérias-primas a serem convertidas e utilizadas nas unidades *downstream* da refinaria.

Os processos de conversão, ao contrário dos de separação, são de natureza química, envolvendo a quebra de moléculas grandes (pesadas) de hidrocarbonetos em moléculas menores. A origem destes processos tem partida na necessidade de obtenção de frações mais leves (nobres) do petróleo, em especial a gasolina, uma vez que as unidades de destilação produzem elevadas quantidades de derivados pesados. As operações de craqueamento (ou fracionamento) englobam os coqueamentos retardado, fluxi e fluido, a visco redução, o craqueamento catalítico, o hidrocrackeamento catalítico e o termo-craqueamento (PONZONI, 2009).

A combinação de hidrocarbonetos combina duas ou mais moléculas de hidrocarbonetos para formar uma molécula maior. Esta etapa do refino inclui as unidades de alquilação, eterificação, (produção de MTBE) e polimerização, que combinam moléculas pequenas para produzir componentes da gasolina de alta octanagem. Por outro

---

<sup>4</sup> Operações de topping, ou refinaria de topping, é como também é chamada a unidade de separação (Topp = destilação a vácuo e destilação atmosférica). (SZKLO, 2005).

lado, o rearranjo de hidrocarbonetos altera a estrutura original da molécula, com o mesmo número de átomos de carbono, mas com diferentes propriedades físico-químicas. Para este processo, podem ser citadas as unidades de reformação catalítica e as de isomerização.

Os processos de tratamento e *blending* incluem o processamento de derivados de petróleo para a remoção de enxofre, nitrogênio, metais pesados e outras impurezas, objetivando a melhora da qualidade dos produtos. O *blending* (ou a mistura, formulação do produto) é a última fase do processo de refino a qual é utilizada para obtenção do produto final. Dentre as unidades de tratamento, há de se destacar as unidades de recuperação de enxofre e as unidades de tratamento.

Além das unidades mencionadas acima, uma série de instalações complementam a composição de uma refinaria, as quais englobam facilidades para estocagem de petróleo, produtos intermediários e produtos finais, linhas de transferência, instalações de carregamento, geração e distribuição de eletricidade, vapor, água de resfriamento e ar comprimido (TAVARES, 2005).

A capacidade instalada de uma planta é definida pela capacidade de carga da unidade de destilação atmosférica, que é o único processo que tem como carga o óleo cru, e por este estar presente em todas as refinarias. As unidades de separação de uma refinaria constituem processos energo intensivos: as destilações atmosférica e a vácuo absorvem cerca de 40% de toda a energia de processo demandada no complexo da refinaria (SZKLO, 2005). Porém, não devem ser desprezados outros processos – de conversão e de tratamento –, que têm como carga produtos intermediários.

Os derivados finais obtidos em uma refinaria podem ser separados em três categorias: i) Combustíveis (gasolina, diesel, óleo combustível, GLP, QAV, querosene, óleos residuais)-cerca de 90% dos produtos de refino no mundo; ii) Produtos acabados não combustíveis (lubrificantes, graxas, solventes, asfalto e coque); iii) Intermediários da indústria química (etano, propano, butano, nafta, etileno, propileno, butilenos, butadieno, benzeno, tolueno, xileno).

O aperfeiçoamento de técnicas relacionadas a atividade de refino, mediante maior desenvolvimento tecnológico e maior especificação de componentes de qualidade e ambientais, auxiliou na evolução da modelagem da produção de derivados. Outras formas de influência sobre as especificações são questões de natureza administrativa, performance da indústria ou recomendações para uma certa região e, naturalmente, especificidades da planta da refinaria (FAVENNEC, 2001). O processamento de diferentes petróleos, conforme evolução das novas reserva descobertas, também foi fator preponderante para o aperfeiçoamento do *mix* de técnicas. A tabela 1.1 apresenta em ordem cronológica os principais eventos ocorridos no desenvolvimento tecnológico do refino.

Tabela 1.1: Cronologia do desenvolvimento tecnológico do refino

Ano	Fato
1914	Craqueamento térmico contínuo
1936	Craqueamento catalítico
1949	Reforma catalítica
1961	Craqueamento catalítico fluido de resíduos
1962	Hidrocraqueamento de gasóleo de vácuo
1963	Hidrocraqueamento de resíduo de vácuo
1969	Dessulfurização de resíduo atmosférico
1977	Dessulfurização de resíduo de vácuo
1984	Hidrocraqueamento de alta conversão de resíduo de vácuo

Fonte: WISDOM ET al, 1997.

### I.1.3 O nível de complexidade da refinaria

O grau de complexidade de uma refinaria sinalizará o grau e constância dos seus processos de conversão. O Índice de Nelson ou índice de complexidade foi criado com o intuito de avaliar o balanço entre os custos de investimento e operação de refinarias e suas configurações. Assim, o índice relaciona cada unidade do esquema de refino ao seu custo de investimento, utilizando como referência a unidade de destilação atmosférica (esta com Índice de Nelson de complexidade igual à unidade). Na prática, quanto maior a complexidade da refinaria, maior o seu Índice de Nelson.

O cálculo é realizado pela média dos fatores de complexidade de cada unidade na refinaria, ponderada pelas suas capacidades de processamento. A cada processo de refino é atribuído um peso específico, sendo calculada a razão entre o custo do barril de capacidade da unidade de processo e o custo do barril da unidade de destilação atmosférica. Portanto, a complexidade de cada unidade do processo é obtida pela fração volumétrica comparada à capacidade de destilação atmosférica. Consequentemente, a soma das complexidades de cada unidade de processo resulta na complexidade total da refinaria.

Contudo, o índice de Nelson apresenta alguns problemas. O primeiro o qual pode ser citado é que o somatório do agregado pressupõe a existência de processos em série, o que não é verdadeiro. Outro fator complicador é que nem sempre o custo equivale a capacidade de conversão, mas é função também de escala, material, e aprendizagem (TAVARES, 2005).

A capacidade de produção de derivados nobres em uma refinaria implica na existência de uma maior variedade de unidades de conversão, sobretudo tratamento e conversão. Quanto maior o número destas unidades e sua capacidade, maior a complexidade da refinaria e, consequentemente, maior a sua capacidade de produção de derivados nobres (MARTINS, 2003).

A escolha por um determinado grau de complexidade de uma refinaria depende de uma série de fatores tais como: i) disponibilidade prévia de petróleo com determinadas características, ideal para certo derivado; ii) proximidade com o mercado consumidor potencial e respectivos custos de transporte e logística; iii) riscos de investimento<sup>5</sup>; iv) especificações referentes a níveis de padrão e qualidade; v) cenário político e de estímulo para a produção de determinado derivado.

---

<sup>5</sup> Além dos riscos empresariais convencionais (custos, mercados, demanda e preços), a indústria do petróleo enfrenta o risco geológico e o risco político. Estes dois fatores, indiretamente, influenciam a atividade de refino, dado que impactam no fornecimento de insumos para o fluxo dos processos.

## ***1.2 Características Econômicas***

Em meio à cadeia petrolífera, o refino de petróleo tem um papel intermediário na indústria do petróleo onde transforma o petróleo cru – este com pouquíssimas aplicações – em derivados que são largamente utilizados pelos consumidores. Esta seção visa a apresentação dos fatores econômicos que abrangem a atividade de refino, e o papel estratégico que este “meio de campo” fornece para as empresas atuantes na indústria petrolífera, sobretudo as integradas.

### **I.2.1 Economias de escala e escopo e sua utilidade para a atividade de refino**

Os segmentos presentes na indústria do petróleo podem ser sumariamente explicitados da seguinte forma: i) fase de exploração e produção, a qual abrange desde a prospecção geofísica para a identificação das jazidas até a produção e o armazenamento do óleo extraído; ii) rede de transporte do petróleo, desde as áreas de produtores para as áreas de refino, e a rede de transporte dos produtos derivados do refino para as áreas dos mercados de consumo; iii) a atividade de refino do petróleo bruto *per se*; iv) a distribuição dos derivados; v) a comercialização dos derivados (PINTO Jr. et al, 2007).

Uma das características mais relevantes do segmento de refino é o seu caráter de uso intensivo em tecnologia e capital. O investimento inicial requisitado é muito alto, e é tão maior de acordo com a complexidade da refinaria, paralelo ao uso intensivo de economias de escala, no nível da planta e da empresa, considerando a indivisibilidade técnica dos processos. Desta maneira, a indústria de refino de petróleo caracteriza-se pela estrutura de mercado oligopolista, com um número reduzido de empresas praticando elevada participação de mercado. A competitividade das empresas está estritamente relacionada à possibilidade de mobilização de recursos.

No refino há a verificação das principais fontes de economias de escala, podendo ser citadas as economias geométricas e mínimo múltiplo comum. Para o primeiro caso, é observada a “regra dos 2/3”, dada a variação da produção proporcional ao volume das unidades processadoras, e aumento do custo de produção das mesmas conforme a sua área de superfície. O princípio do mínimo múltiplo deve-se à indivisibilidade técnica dos

processos, devido à dificuldade em adquirir equipamentos que supram a quantidade exata desejada (PONZONI, 2009)

Segundo MARTINS (2003), uma refinaria deve ser capaz de refinar cerca de 140 mil barris/dia para processar a carga de um petroleiro de 200 mil toneladas. Refinarias com cargas inferiores a esta, incorrem em maiores custos de armazenamento, relativos a capacidade total e em maiores custos de transporte, dado que utilizam-se de navios menores. Contudo, os ganhos de escala na construção podem ser anulados para o surgimento de deseconomias de escala na distribuição. Estas vêm a tona, sobretudo, em razão dos custos de transporte relacionados à dispersão do mercado (MASSERON, 1990).

Para as pequenas refinarias, normalmente independentes, as desvantagens decorrentes da menor escala da operação podem ser compensadas pelas economias de especialização as quais são, normalmente, aproveitadas mediante a exploração em processos específicos no refino. Por outro lado, as refinarias mais complexas possuam uma visão ampla do mercado de refino, contemplado não apenas combustíveis, mas também produtos intermediários e derivados de maior valor agregado.

Na atividade de refino de petróleo, as principais barreiras à entrada associadas à concorrência por qualidade são a escala mínima necessária para a produção de derivados que atendam às requisições e a necessidade de desenvolvimento de extensas redes de distribuição (MARTINS, 2003). A competitividade no segmento de refino está mais ligada à natureza dos processos do que na diferenciação de produtos em si. Em suma, não há o desenvolvimento de uma técnica nova per se, e caso haja modificações úteis introduzidas por um agente, estas são absorvidas facilmente pelos seus concorrentes devido ao baixo custo dos direitos de propriedade, com relação aos custos totais envolvidos na atividade de refino.

O projeto inicial de uma refinaria demarca toda a sua trajetória. Durante a fase do projeto, há flexibilidade quanto ao tipo de petróleo a ser processado e os derivados obtidos. Contudo, uma vez estabelecida a refinaria, a flexibilidade fica limitada, restringindo-se a

mudanças incrementais. Hoje em dia, estas mudanças ficam basicamente restritas à expansão da capacidade e adequação maior aos padrões ambientais. Assim, alterações bruscas no parque de refino dependerão sobretudo do investimento em novas plantas. Além disto, mudanças no parque de refino são tipicamente lentas, em termos de quantidade e qualidade. Geralmente, são necessários aproximadamente três anos para projetar e construir capacidade adicional de refino, dado que são envolvidos a análise de riscos dos (altos) investimentos e o enfrentamento de questões políticas e ambientais.

A integração vertical com a atividade de produção do óleo cru é relevante devido a grande quantidade de petróleo requisitada para suprir uma refinaria de escala suficiente. O refino é uma forma de acesso aos mercados às firmas produtoras de petróleo (ULLER, 2007). A ausência de atuação no segmento de produção implica no risco de abastecimento de uma refinaria por outras fontes. Por outro lado, a necessidade de um ramificado sistema de distribuição de derivados é importante, uma vez que visa a arrecadação de receitas, via venda de derivados, contrabalançando os custos incorridos quanto à atividade, manutenção (e expansão) das refinarias. A proteção do refinador via verticalização visa amortizar riscos, dado que a participação do petróleo bruto e outras matérias primas utilizadas pode representar cerca de 85% do custo total por barril refinado. Assim, grandes empresas que possuem produção, e tem acesso a um grande mercado consumidor o qual justifique o investimento em refinarias, conseguem produzir derivados a um custo menor (ALMEIDA, 2002).

A integração entre as áreas de exploração & produção, refino e distribuição deve ser realizada através de um forte e complexo esquema logístico. A boa sintonia entre estas cadeias da indústria permitirá o melhor aproveitamento tanto em termos econômicos quanto financeiros. Consequentemente, com a estrutura montada para o transporte de um determinado derivado, o qual passou pela atividade de refino e anteriormente teve sua matéria prima recuperada através da produção, os ganhos de economia de escopo serão naturais para os demais produtos comercializados.

Deve ser mencionado que mesmo na ausência de um sistema próprio de distribuição, este risco pode ser compensado pela introdução de longos contratos de fornecimento junto a distribuidores. Contudo, as flutuações tanto no preço do óleo bruto quanto dos derivados, podem fazer com que as cláusulas estabelecidas no contrato forneçam um cenário de menores margens para o refinador. A fim de contornar esta flutuação de preços, mecanismos de “hedge” podem ser utilizados. No mercado, o mais utilizado é o *crack spread*, o qual segura o refinador tanto no cenário de oscilação dos preços do petróleo bruto, quanto dos derivados (CME, 2012).

### **I.2.2 A dinâmica dos custos**

Após a nacionalização das reservas da OPEP e a desverticalização das *majors*, com concentração de seus negócios a jusante da cadeia petrolífera, a transparência de custos e a lucratividade passaram a ser perseguidas pelas principais empresas de petróleo (ALMEIDA, 2002). A atividade de refino passou a ser vista como um mal necessário, entre as atividades de exploração/produção e distribuição, a fim de reduzir a dependência de fornecedores de derivados, e serventia para parte do óleo extraído.

A atividade de refino possui a necessidade de uma constante revisão dos padrões tecnológicos existentes, tanto por questões relacionadas a demanda, quanto pela qualidade exigida pela legislação ambiental ou até mesmo para a otimização do óleo processado. Desta forma, dado os elevados custos propiciados pelas especificações, o segmento de refino apresenta a mais baixa rentabilidade de toda a cadeia produtiva (KIMURA, 2005).

A refinaria mais complexa possui um custo operacional maior dado que apresenta maior capacidade de conversão e gera produtos de maior valor agregado. Esta análise, contudo, é dinâmica uma vez que o preço do cru, o perfil da demanda e o nível tecnológico disponíveis podem afetar o cenário. Normalmente o custo de construção das refinarias aumenta de acordo com a sua área de superfície. Em princípio, quanto maior a complexidade da refinaria, maior o seu poder de operar com um mix de crus de menor preço (comparativamente a outros óleo de melhor qualidade) e produzir derivados de maior valor. Desta forma, a refinaria complexa é menos vulnerável.



De acordo com MASSERON (1990), investimentos de plantas de refino equivalentes variam de acordo com a localização destas. Os custos (fixos e variáveis) relacionados às unidades de processamento dependem de alguns fatores tais como idade, capacidade de processamento, fator de utilização e complexidade. Todavia, os custos fixos são mais representativos no que concerne ao total gasto na refinaria, isto sem considerar os custos de matéria-prima (petróleo).

As unidades de processamento, a exemplo das de conversão, exigem maiores investimentos de capital, comparadas às unidades básicas de destilação atmosférica. Com isto, as refinarias são projetadas de tal forma que as unidades de conversão e tratamento possuem níveis de utilização maiores que as unidades mais básicas do esquema. O motivo é a maior produção de derivados de alto valor agregado, os quais podem gerar maiores receitas. Por outro lado, a expansão da atividade de destilação atmosférica está relacionada à maior demanda por derivados menos valorizados.

Os investimentos necessários para inaugurar uma unidade de refino são sumariamente divididos pelos seguintes itens: a) custo de contratação de pessoal; b) custo de equipamentos, inclusive transporte destes; c) comissões pagas pelo contrato; d) processo de licenciamento de royalties. Em algumas situações, outros itens tais como aquisição de terreno e mudanças nas unidades, em especial catalíticas e química podem ser adicionados. Durante a implantação do projeto, custos de testes e de design para a construção das fases não devem ser desprezados. Os custos de uma refinaria ultracomplexa, comparada a uma complexa, podem ser 72% superiores devido ao aumento dos custos fixos (MASSERON, 1990).

Nas refinarias de média conversão, que consomem menores quantidades de catalisadores e unidades de processamento, a redução dos custos operacionais tende a não compensar os ganhos em margem bruta de refino que possuem as refinarias de alta conversão. Nestas, a produção de derivados de maior valor agregado compensa os altos custos das unidades. Entretanto, deve ser frisado que os benefícios somente serão auferidos

caso as refinarias complexas tenham um nicho de mercado (para os derivados nobres) para escoar sua produção considerando a oscilação de margens de região para região.

Para o refinador, a informação quanto à diferença de preços entre o óleo leve e doce e o óleo pesado e ácido é crucial para o *trade off* entre utilizar insumos de pior e melhor qualidade. Por um lado, óleos mais pesados geram custos menores para os refinadores no que diz respeito à aquisição de matéria prima, mas por outro lado aumentam os gastos para adaptação das unidades de conversão de acordo com os bens derivados desejados. Por outro lado, óleos mais leves são mais valorizados no mercado internacional, o que faz com que seus preços sejam mais altos. Neste cenário, o refinador terá grandes custos quanto à aquisição da matéria prima, mas terá em mãos um óleo com características mais condizentes para a produção de derivados nobres, muito mais caros para a venda. Neste cenário, no curto prazo, a reduzida diferença de preço entre óleos leves e pesados é encarada como uma desvantagem, caso a refinaria em questão tenha alto grau de complexidade. Por outra ótica, a médio e longo prazos, este *gap* de preços apresenta uma vantagem frente a restrições ambientais mais rígidas e diversificação de fontes de suprimento de petróleo.

A alta volatilidade dos preços do óleo cru nos mercados internacionais impacta nas decisões de investimento e, consequentemente, nas margens obtidas pelos refinadores. Deve ser mencionado que, a despeito das diferenças referentes a qualidade e localização, os preços dos petróleos produzidos no mundo tendem a ser bem próximos, considerando as práticas de arbitragem e o caráter global das transações (CANELAS, 2004). A figura 1.1 ilustra bem este tipo de movimento e a alta correlação entre os preços dos óleos mais transacionados. Os tipos<sup>6</sup> de petróleo com mercados melhor desenvolvidos são o WTI e o Brent porém, petróleos Mars, Tapis e Dubai também são comumente transacionados (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2012 b).

---

<sup>6</sup> WTI (West Texas Intermediate): comercializado na Bolsa de Nova York, petróleo extraído sobretudo no Golfo do México; Brent: comercializado na Bolsa de Londres, petróleo extraído sobretudo Mar do Norte e Oriente Médio; Mars: petróleo extraído sobretudo nos Estados Unidos; Tapis: petróleo extraído na Ásia Pacífico; Dubai: petróleo extraído sobretudo no Oriente Médio e Ásia.

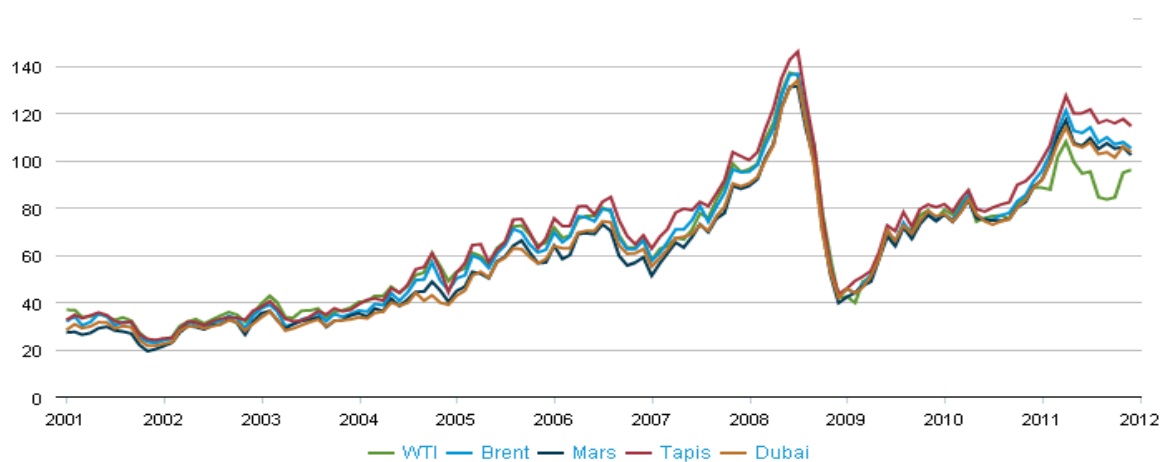


Figura 1.1: Preços do óleo cru, em média, em dólares por barril ( dólar real de 2010). Fonte: Energy Information Administration (2011b).

### I.2.3 A margem de refino

A margem de refino mede, de certo modo, o nível de rentabilidade de refinarias, a possibilidade da mesma obter recursos financeiros para investimento, a curto prazo, no contexto específico em que ela está inserida (SZKLO, 2005). O foco de análise, desta forma, são as operações da refinaria, e não propriamente o seu investimento.

A Margem Líquida (Operacional) de uma refinaria implica que quanto maior o valor agregado pelos produtos, mais a refinaria é capaz de arcar com custos operacionais e de aquisição de matéria-prima. Contudo, a complexidade da análise requer a consideração de outros fatores tais como a volatilidade do preço do cru, qualidade das matérias-primas, evolução da demanda e as estratégias de economia de integração (verticalização das empresas de petróleo).

Segundo TAVARES (2005), o refinador integrado opera com margens efetivas maiores do que as suas margens contábeis, porque na contabilização efetivas das margens é

mais importante, para o refinador integrado, o custo de produção de petróleo do que os custos de transação, custos de frete e mesmo as oportunidades correspondentes. Desta forma, a reduzida atratividade das margens nem sempre é precisa quando se considera a estratégia de uma empresa integrada, a qual analisará o custo de oportunidade entre pôr seu petróleo no mercado internacional, ou processá-lo em suas próprias refinarias. A contabilização das receitas também pode ser afetada, para maior ou menor, caso sejam considerados preços baseados no mercado internacional, e não no seu efetivo mercado consumidor.

Uma situação de margem de refino negativa pode indicar uma situação na qual a refinaria agrega, em média, pouco valor ao insumo, devido aos altos custos operacionais. O valor negativo das margens também pode ser justificado pela não obtenção de um valor de realização<sup>7</sup> por parte das refinarias, este causado por distorções de seu mercado de derivados.

Vale a pena destacar que apesar da verificação de margens negativas no *spot*, não necessariamente todos os refinadores terão prejuízos, uma vez que a reação de cada um será sinalizada através de mudanças no seu nível de processamento. A receita obtida pode ser maximizada, de acordo com as unidades de processamento e suas respectivas capacidades em cada refinaria, considerando que o refinador tenderá a processar o máximo de petróleo sem prejuízos.

Apesar da lucratividade do negócio de refino variar de acordo com as margens, as empresas necessitam atuar neste ramo de atividade para sobreviver na indústria de petróleo no longo prazo, buscando uma receita média sempre positiva. Os grandes refinadores, conforme explanado anteriormente, são, em geral, também produtores de óleo e distribuidores de derivados, atividades estas compensatórias para eventuais perdas relacionadas à atividade de refino.

---

<sup>7</sup> O preço de realização é o componente básico do preço final, porque representa o custo de produção do produto em questão.

#### **I.2.4. Cenário atual: fatores redutores da rentabilidade**

No geral, há cinco grandes fatores os quais estão pressionando para baixo as margens das refinarias:

- Alterações qualitativas da demanda, sobretudo quanto às especificações impostas aos combustíveis;
- Apelo para diminuição da poluição ambiental causada pelos processos de refino e custos correspondentes para atendimento;
- Recentes (grandes) descobertas de petróleo apontam para reservas com recursos cada vez mais pesados;
- Produção de derivados leves a partir de resíduos;
- Concorrência de combustíveis alternativos aos derivados de petróleo.

Quanto ao primeiro item destacado, o dinamismo das inovações tecnológicas e a rigidez de uma demanda cada vez mais exigente fazem com que mudanças constantes sejam feitas no que abrange a qualidade dos derivados. As indústrias automotiva, química, de cimento, cerâmica, papel e celulose, além dos setores de transporte e residencial são exemplos de atores que pressionam a atividade por soluções mais econômicas, “limpas” e eficientes.

Desde início dos anos 2000 o clamor por melhorias para zelar pelo meio ambiente foram se intensificando, e este fenômeno englobou a atividade de refino. As refinarias são submetidas a verificações de qualidade em seus processos, e análise se estes geram externalidades negativas<sup>8</sup> para outros agentes. Tomando como exemplo o parque de refino americano, este apresentou uma queda de 40% em seus acidentes de trabalho entre 2003 e 2011 (OIL AND GAS JOURNAL, 2012). A maior intensidade de tais fiscalizações, e a consequentemente necessidade de adequação aos padrões exigidos, fazem com que os refinadores incorram em maiores despesas, diminuindo suas margens.

---

<sup>8</sup> Diz-se haver externalidades negativas quando as ações de um indivíduo ou empresa geram custos para outros indivíduos ou empresas sem que o agente que adotou as ações seja cobrado por isso.

Recentemente a indústria de refino de petróleo vem aproveitando mais óleos pesados. Entre os fatores que podem justificar este movimento estão a instabilidade política entre produtores de petróleo, incertezas quanto ao preço no curto e médio prazos, a indicação de picos de produção, e uma eventual escassez dos chamados óleos convencionais. Portanto, com o crescimento da demanda por derivados, somado à menor disponibilidade de ofertas de óleos convencionais, há maior demanda por óleos pesados, fazendo com que o diferencial de preços entre leve e pesado se estreite (AVILA, 2011). Além deste custo, as refinarias precisam aumentar seu nível de complexidade para o processamento de óleos mais pesados, a fim de se obter derivados leves, exigindo investimento em unidades de hidrotratamento, de geração de hidrogênio e de recuperação de enxofre, por exemplo. (PINOTTI & DELGAUDIO, 2011).

A possibilidade de outras fontes de energia alternativas às fontes derivadas do petróleo também é outro fator que pressiona negativamente as margens de refino. Os concorrentes, nos últimos anos com processos melhor desenvolvidos e maior viabilidade econômica, oferecem cada vez mais perigos para a sobrevivência dos derivados do petróleo. Segundo SHORE & HACKWORTH (2007), o incremento na produção de biocombustíveis está reduzindo a necessidade de investimentos em novas refinarias. Contudo, conforme explana ALMEIDA (2011), estudos para a matriz energética apontam o gás natural e o petróleo como ainda dominantes por um longo período de tempo. Segundo a Agência Internacional de Energia, até 2035 os combustíveis fósseis devem responder por até 75% da matriz energética mundial, considerando o cenário mais otimista para as energias renováveis.

Vale a pena destacar que os “rivals” dos derivados de petróleo, não são somente combustíveis advindos de fontes de energia renovável, podendo ser citado como exemplo o hidrogênio. Há, também, o desenvolvimento de outras tecnologias as quais possam obter combustíveis líquidos *per se*, e não somente através da atividade de refino. Dentre as

tecnologias alternativas, nos últimos anos ganhou destaque o desenvolvimento do processo *gas to liquids*<sup>9</sup>.

### ***1.3 Evolução do setor em nível mundial***

Esta seção será responsável por dar um plano geral do negócio de refino no mundo, utilizando para sua análise desde aspectos históricos, quanto estatísticos, a respeito do consumo de derivados e o correspondente perfil da oferta *versus* demanda. A real percepção do contexto mundial, com seus respectivos acontecimentos e desdobramentos, é crucial para se chegar à devida conclusão quanto a decisão entre investir mais (ou não) na atividade de refino. Somado a isto, um *briefing* sobre a situação dos principais players e dos países com maior relação comercial com o Brasil será apresentado. Condensando, o perfil recente da demanda, em paralelo aos desafios que a atividade de refino vem enfrentando, fornecerá o contexto para a tomada de decisões dos agentes no Brasil, sobretudo Petrobras.

#### **I.3.1. Breve histórico**

A primeira refinaria surgida no mundo data de 1861. Por si só, não se tratava de fato de uma refinaria, e sim de uma destilaria, considerando que sua atividade era tão somente a destilação do petróleo cru, tendo o querosene para iluminação como finalidade principal de produção. Nesta época, não era atribuída muita importância aos outros cortes da destilação. Com o advento da lâmpada elétrica, em detrimento aos lampiões, o querosene foi perdendo sua utilidade como combustível destes últimos, não dando muita utilidade para o prosseguimento deste modelo de produção, ainda primário, de derivados.

Com o surgimento dos motores de ciclo Otto, a partir da década de 1870, houve grande impulso quanto ao consumo de gasolina. A demanda pelo diesel foi influenciada

---

<sup>9</sup> Os processos de conversão indireta são caracterizados por uma etapa preliminar de transformação do gás natural em gás de síntese. Posteriormente, o gás de síntese é convertido em hidrocarbonetos líquidos através do processo Fischer-Tropsch. Adicionalmente, o hidrocessamento, onde os hidrocarbonetos de alto peso molecular são decompostos em moléculas menores, ocorre de acordo com os produtos que se deseja obter (nafta, óleo diesel, outros).

quando da introdução do motor do ‘ciclo diesel’, na década de 1892, na Alemanha (SANTOS, 2007). Com os estímulos dados ao setor automotivo, e a grande “enxurrada” de produção de veículos automotores, passaram a ser consumidas quantidades cada vez maiores destes produtos. Neste sentido, a necessidade de aumento de refino foi flagrante, sendo estimuladas e desenvolvidas formas que otimizassem, intensificassem e melhorassem os processos existentes. Em meio a este contexto, os processos de conversão e tratamento foram desenvolvidos.

O aparecimento do primeiro processo de conversão se deu no início do século XX, o craqueamento térmico. Em seguida, foi desenvolvido o craqueamento catalítico, em meados da década de 1930. A única vantagem do processo térmico frente ao catalítico é a inexistência do problema de contaminação do catalisador (SZKLO, 2005). O craqueamento catalítico vem sendo utilizado largamente pelas refinarias por muitos anos, sendo a principal unidade de conversão.

Passados alguns anos, na década de 1940, foi introduzido o coqueamento retardado, um processo térmico não catalítico de craqueamento, cujo foco é a geração de gasóleo para o fracionamento a partir de resíduos pesados. O coque obtido, um subproduto o qual responde por uma grande fatia gerada através deste processo e antes relegada, passou a ter maior importância com a evolução da indústria de alumínio. A tabela 1.1 indica sumariamente a evolução das unidades de conversão.

A década de 1960 pode ser caracterizada como sendo um período de crescimento da atividade de refino na Europa Ocidental e no Japão, relativamente aos Estados Unidos. Na década de 1970, a capacidade de refino, apesar do baixo crescimento verificado na Europa Ocidental, obteve grande evolução através da expansão do parque de refino dos países emergentes.



Os choques do petróleo<sup>10</sup> ocorridos na década de 70, e seus efeitos nos preços, propiciaram um grande baque para a indústria de petróleo como um todo, afetando seu padrão tecnológico de crescimento, afetando as evoluções de todos os segmentos. Aspectos desta descontinuidade foram verificados para os casos de refino e transporte. Os países adotaram estratégias as quais diminuíssem sua dependência quanto aos derivados do petróleo e diversificassem as fontes de suprimento de petróleo (PINTO Jr et al, 2007). No caso do Brasil, a fim de reduzir a vulnerabilidade no suprimento de derivados de petróleo devido às oscilações no preço, e consequentemente evitar a recessão econômica, o Governo Federal implantou o Programa Nacional do Alcool, o ProAlcool em Novembro/1975 (VIEGAS, 2010).

A América do Norte e a Europa Ocidental, considerados mercados maduros, tiveram sua capacidade de refino reduzida neste meados da década de 1980. Contudo, o movimento contrário pôde ser verificado na Ásia entre 1978 e 1985, não apenas nos países consumidores da região, mas incluindo países de menor expressão econômica, os quais passavam por fase de acelerado crescimento, tais como Tailândia e Coreia do Sul.

No decorrer das décadas de 1980 e 1990, houve um crescimento da fatia dos países da Ásia não-OCDE e do Oriente Médio, em especial países membros da OPEP, na capacidade mundial de refino. Na mão contrária, após um vigoroso crescimento verificado na década de 1970, os países africanos passaram por um período de estagnação dado que houve um sobredimensionamento da evolução esperada dos mercados, os quais cresceram mais lentamente.

Esta movimentação detalhada nos parágrafos acima, pode ser observada através da figura 1.2.

---

<sup>10</sup> Após o Primeiro Choque do Petróleo, o barril de petróleo que antes custava US\$ 2,90 em setembro/1973, passou para US\$ 11,65 b/d após a Guerra do Yom Kippur. Este foi um dos primeiros casos concretos para o uso do petróleo como arma política. Após o Segundo Choque do Petróleo, o preço do barril de petróleo alcançou o patamar de US\$ 30.

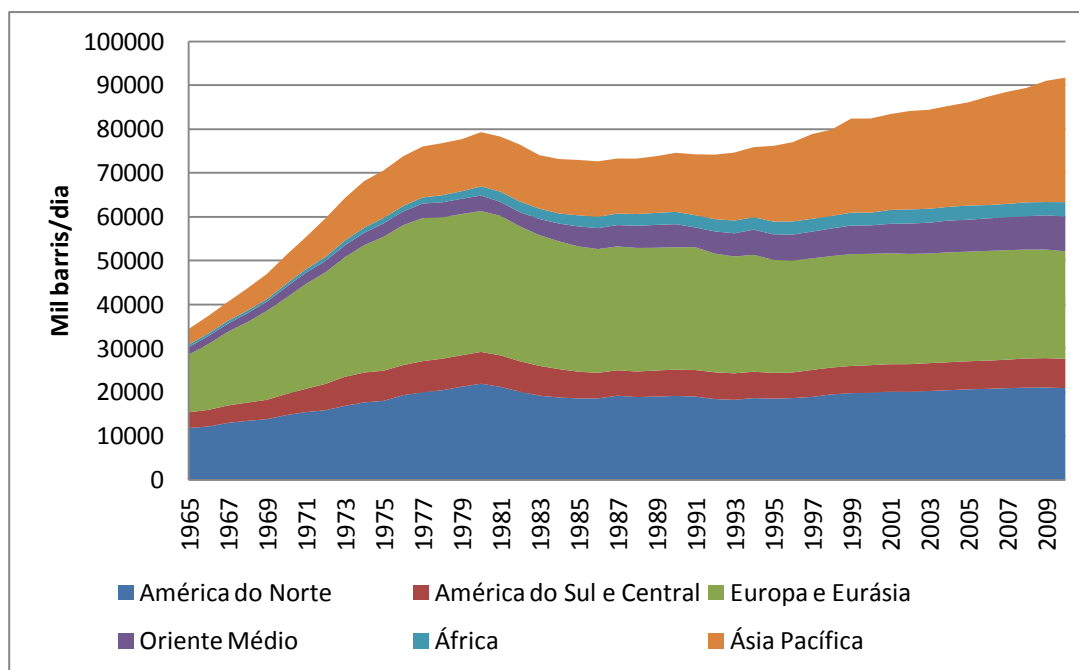


Figura 1.2: Evolução da capacidade de refino mundial por região (em milhares de barris/dia). Fonte: Elaboração própria a partir de British Petroleum (2011).

### I.3.2. Movimentação recente e perspectivas para o setor

Entre os anos de 1965 e 2010, a capacidade mundial de refino cresceu a uma taxa média de 4,8% a.a., saltando de 34 para 91 milhões de barris por dia (bpd) (BRITISH PETROLEUM, 2011). Para o período analisado, houve apenas uma faixa de redução, entre os anos de 1981 e 1988, a qual reflete os impactos sofridos pelos choques do petróleo na década de 1970. E evolução dos dados aponta para o grande desempenho, quanto à evolução da capacidade de refino, dos seguintes países: Estados Unidos, China, Índia, Coreia do Sul e Japão. Vale a pena destacar o resultado obtido pelos países da Ásia Pacífico, sobretudo a partir da década de 90.

Por outro lado, o volume processado nas refinarias apresentou uma taxa de crescimento de 0,8% a.a. entre os anos de 1980 e 2010. O resultado modesto deve ser creditado às quedas de volumes processados durante a década de 80, mais uma vez oriundas dos choques do petróleo. O total processado pelas refinarias americanas e europeias representam 46% do total processado no mundo em 2010. Contudo, não deve ser desprezado o crescimento de cerca de 5%, de 2000 para 2010, que as refinarias asiáticas

evoluíram com relação ao total processado no mundo. A Figura 1.3 apresenta sinteticamente a evolução verificada quanto a produção de derivados gerada pelas refinarias de todo o mundo.

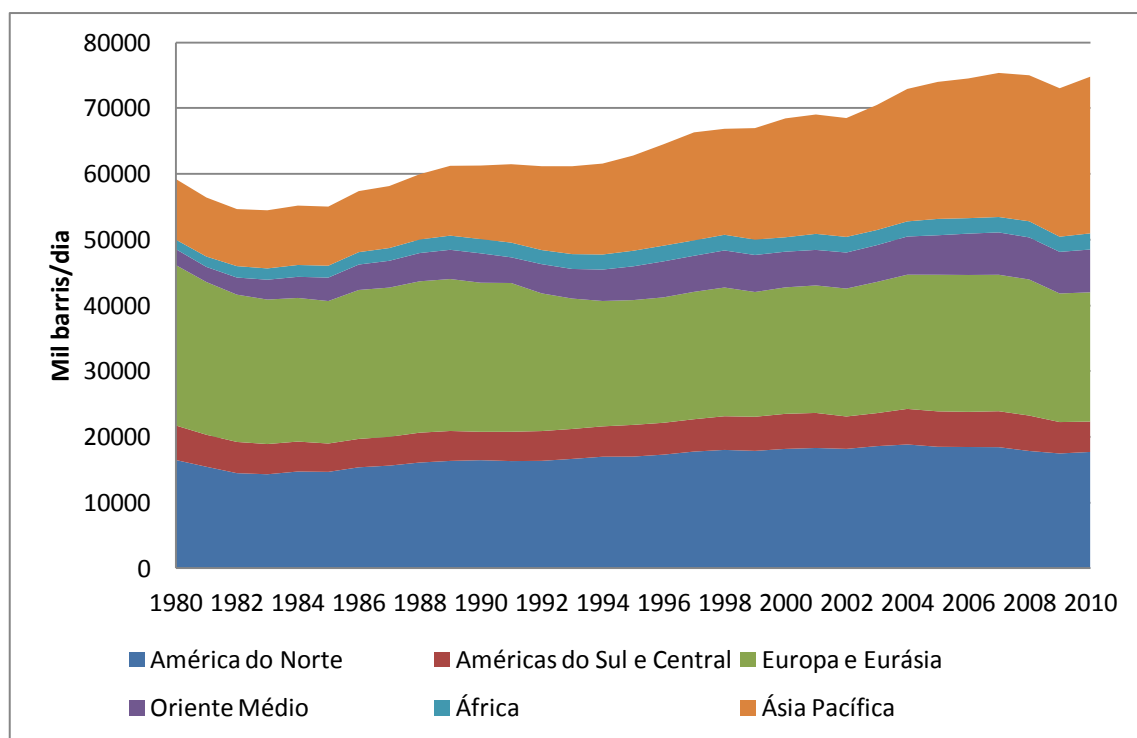


Figura 1.3: Evolução do total processado pelas refinarias por região(em milhares de barris/dia). Fonte: Elaboração própria a partir de British Petroleum (2011).

As margens de refino, seguindo um movimento altamente correlacionado entre a cotação dos diversos petróleos produzidos no mundo conforme visto anteriormente, seguiram próximas entre si. A exceção a este movimento se deu entre os anos de 2004 e 2007, quando as margens obtidas pelos refinadores americanos foram bem maiores que os produtores da região do norte europeu e Cingapura. Segundo PETROLEUM ECONOMIST (2009), a crise de 2008 levou as margens para patamares mais reduzidos, com aumento nos estoques e queda no consumo de derivados conforme pode ser visto na Figura 1.4

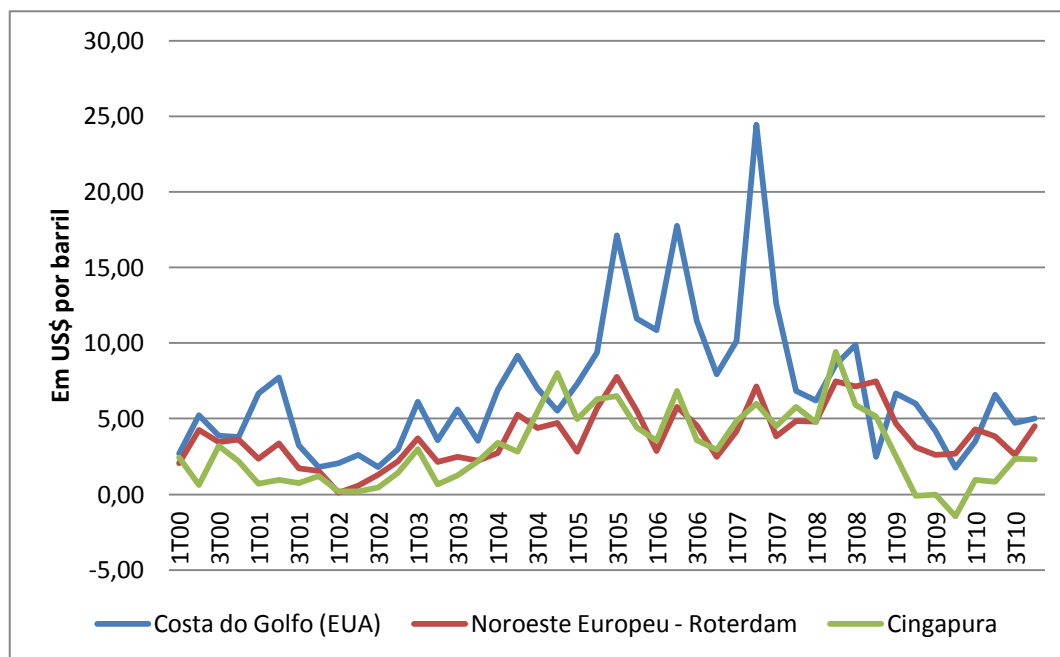


Figura 1.4: Evolução das margens de refino por região(em US\$ por barril). Fonte: Elaboração própria a partir de British Petroleum (2011).

Continuando o movimento de alta verificado no final de 2010, até meados de 2011 a atividade de refino apresentou uma evolução, especialmente nos Estados Unidos, onde a reestruturação de empresas e planos de expansão de refinarias vem sendo suportados pelo aumento das margens de refino. Há um grande descompasso entre oferta e demanda, sobretudo quanto às grandes necessidades americanas de importação de gasolina e importações europeias de destilados médios (diesel). O cenário aponta para a continuidade do aumento das taxas de utilização das refinarias, isto sem considerar um solavanco mais forte proporcionado pela crise da dívida europeia e seu contágio para as economias maduras e as principais em desenvolvimento (PETROLEUM ECONOMIST, 2011 b).

Em termos absolutos, os Estados Unidos possuem a maior capacidade de refino do mundo, chegando a processar cerca de 17 milhões de barris por dia, volume o qual reflete uma fatia de 19% da capacidade mundial. Neste país a capacidade cresceu ininterruptamente, no período analisado, até fins da década de 1970 e início dos anos 1980. A queda verificada na década de 1980 credita-se aos choques do petróleo, os quais fizeram com houvesse um excesso de capacidade. Consequentemente, muitas refinarias foram

fechadas, *vis a vis* o alto custo dos insumos a indústria e a automática queda das margens de refino. Em meados dos anos 90, a capacidade de refino do parque americano foi se restabelecendo, porém sem apresentar o mesmo crescimento observado nas décadas de 1960 e 1970. O salto na capacidade deu-se, sobretudo, em função da ampliação de refinarias já existentes.

A atividade de refino é vital para o desenvolvimento da economia americana uma vez que emprega mais de quinhentos mil trabalhadores pagando, em média, US\$ 95 mil para cargos elevados, entre salários e bonificações. Os aportes de capital para investimento nas refinarias americanas alcançou US\$ 28 bilhões entre 2008 e 2010, isto sem contar nos gastos que os refinadores têm com impostos, taxas de propriedade e outras despesas afins (OIL AND GAS JOURNAL, 2012).

O nível de utilização do parque de refino americano em 2010 era 83,7% (BRITISH PETROLEUM, 2011). A produção de gasolina era e ainda é o principal foco das refinarias americanas, chegando a absorver 50% do cru processado em meados da década de 1990. Contudo, destilados médios, sobretudo diesel, estão ganhando uma fatia maior nos derivados produzidos nas refinarias americanas: entre 2001 e 2011, a fatia dos combustíveis destilados obtidos nas refinarias americanas pulou de 24,6% para 29,7%. Indo na mão contrária, a gasolina, apesar ainda de ser o derivado mais produzido nas refinarias americanas, viu seu percentual de produção frente ao total dos derivados cair 2,1% (de 47% para 44,9%) (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2011 c).

Apesar de ser o terceiro maior produtor de petróleo e possuir a maior capacidade de processamento mundial, os Estados Unidos são bastante dependente de suprimento externo. Em 2010, os Estados Unidos no que engloba óleo cru e derivados de petróleo, importou 49% do necessário para o seu suprimento. O país consumiu cerca de 19 milhões de barris/dia de derivados do petróleo em 2010, sendo o maior consumidor no mundo. Entretanto, desde 2005 a dependência americana vem apresentando sinais de queda. Como motivos podemos citar os reflexos da crise do subprime de 2008, melhorias nos processos

e maior importância aos biocombustíveis (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2011 d).

Ao longo da década de 1980 o parque de refino europeu passou por uma grande readequação, sobretudo após os choques do petróleo, onde foi a região mais atingida, a fim de reperfilhar as refinarias existentes em prol da demanda para destilados médios, em especial o diesel. Segundo TAVARES (2005), há dois mercados distintos na Europa: mais ao norte, baseado em Roterdã, com as refinarias competindo entre si, e mais ao sul onde as refinarias baseadas em Gênova (Mediterrâneo) competem com as refinarias do Oriente Médio. A maior parte do parque de refino europeu concentra-se no ocidente, sendo as refinarias orientais representadas sobretudo pelas unidades russas.

Várias unidades simples, incapazes de atender as especificações de qualidade, foram fechadas dada a necessidade de unidades mais complexas, voltadas para a produção de diesel, em resposta aos incentivos governamentais. O grande crescimento no consumo de destilados verificado no mercado, em detrimento ao tímido incremento na demanda por gasolina, deve-se em grande parte ao consumo europeu. A rápida penetração de veículos leves movidos a diesel é fator preponderante para reduzir a demanda por gasolina na Europa. Os registros de carros novos a diesel na Europa foram de 20% em 1990 para quase 50% em 2005 (AVILA, 2011). Com o crescimento da demanda pelo óleo diesel há um ponto onde a diferença de preços entre este e a gasolina favorece o deslocamento de investimentos para as refinarias com o intuito de aumentar a produção de mais destilados (SHORE & HACKWORTH, 2007).

A região responsável pelo grande crescimento da capacidade mundial de refino nos últimos anos, em especial a partir dos anos 90, é a Ásia, em especial na região do pacífico. Apesar da queda do nível de atividade da economia japonesa, China e Índia são as grandes responsáveis pelo crescimento da região asiática. O desempenho econômico dos demais países asiáticos não deve ser desprezado, tendo como exemplo o caso da Coreia do Sul que desde a década de 1980, com grandes níveis de investimento na educação, imprimiu forte ritmo de crescimento.

A China praticamente dobrou sua capacidade de processamento nos últimos dez anos, chegando a 10 milhões de barris/dia processados, o que equivale a cerca de 11% do total mundial (BRITISH PETROLEUM 2011). Há o esforço de deslocamento do parque de refino chinês, uma vez que a maioria das unidades está concentrada ao norte do país. As ZEE's<sup>11</sup> concentram-se na faixa litorânea e mais ao sul do país, portanto há a necessidade de construção de mais refinarias próximas às regiões de maior consumo a fim de ganhos logísticos de abastecimento e suprimento da demanda.

Seguindo a tendência mundial, a China intensificou sua demanda por destilados médios, sobretudo diesel. Em 1990 o país representava 1,8% do consumo mundial de diesel, e passou para 7,3% em 2005. Como o setor de transporte é responsável por 30% do consumo de petróleo no país, um valor baixo se comparado aos 55% para o caso norte-americano e 70% para o europeu, a margem para crescimento é grande (ÁVILA, 2011).

Na Índia, o aumento na capacidade de processamento verificado na década de 1990 explica-se pelo crescimento da demanda por derivados, a qual cresceu 6% nesta faixa de período, sobretudo na indústria e no setor de transportes (TAVARES, 2005). Estímulos governamentais, os quais objetivaram uma menor dependência externa, em especial quanto ao uso de óleo diesel e óleo combustível, foram fundamentais para a evolução indiana. A sustentabilidade do crescimento indiano, um dos países em desenvolvimento mais destacados desde os anos 2000, irá delimitar a necessidade de incremento na infraestrutura de seu parque de refino.

Por ora, em função do crescimento econômico e do alto nível de utilização das refinarias (cerca de 95%, em média, em 2010), a Índia deve no curto prazo ser dependente de suprimento de óleo cru e derivados de petróleo. Vale a pena mencionar que a produção (média) diária de petróleo indiano alcançou o patamar 826 mil b/d, ao passo que o consumo foi de 3.319 mil b/d. Já o processamento realizado nas refinarias saltou de pouco mais de

---

<sup>11</sup> As Zonas Econômicas Especiais foram criadas na metade da década de 1970, no litoral oriental da China, e foram o principal instrumento para a abertura da economia chinesa.

dois milhões de barris/dia no início dos anos 2000 para 3,9 milhões em 2010 (BRITISH PETROLEUM, 2011).

As refinarias da Arábia Saudita e do Irã respondem por cerca da metade da capacidade de refino da região do Oriente Médio. Historicamente, os *players* desta região direcionam poucos recursos para os segmentos *downstream* da indústria petrolífera. Apesar das gigantescas reservas, e do grande potencial de produção, as refinarias do Oriente Médio representaram apenas 8,6% da capacidade total mundial de processamento em 2010.

Entretanto, ao que tudo indica, este cenário deve ser modificado no decorrer desta década (2010). De 2010 até 2018, a capacidade de refino da região deve ser incrementada em cinco milhões de barris/dia, representando 20% da expansão global para o mesmo período. Arábia Saudita e Irã devem incrementar suas posições de líderes locais com planos de incremento de 1,2 milhões de barris/dia na sua capacidade de processamento até 2018. Investimentos em plantas no Kuwait e nos Emirados Árabes Unidos também devem se intensificar, e até mesmo em países com elevado risco como o Iraque. A respeito deste último, a venda de petróleo e derivados é vista como uma variável chave para a obtenção de recursos para a reconstrução do país, mas o temor de corrupção afugenta e o capital necessário para a implantação dos projetos (PETROLEUM ECONOMIST, 2011 b).

Além de novas plantas, os planos das refinarias do Oriente Médio prevêem expansão, sobretudo com o incremento das unidades de dessulfurização e coqueamento. Em 2010, a demanda recaiu sobre óleo diesel (30%) e gasolina (25%) e, ao contrário da tendência mundial, no óleo combustível. A geração de energia elétrica através de óleo combustível respondeu por apenas 7% na média mundial, enquanto que no Oriente Médio esta fatia chegou a 36% em 2010 (OIL AND GAS JOURNAL, 2011).

Os países das Américas do Sul e Central (exceto Brasil, este detalhado no Capítulo 2) vêm experimentando apelos por produtos de melhor qualidade ambiental, mesmo que esta mudança seja menos intensa e veloz que a vivenciada pelos países desenvolvidos. Os investimentos nestes países também visam suprimir gargalos existentes na produção,



fortalecer exigências de segurança, além de suportar a crescente demanda por derivados leves. Ao contrário do Brasil, as Américas do Sul e Central são regiões exportadoras líquidas de derivados de petróleo.

Apesar do crescimento de 1,4% ao ano, em média, da capacidade de refino das América do Sul e Central entre os anos de 2000 e 2010, a média processada para o mesmo período teve uma queda de 1,3% ao ano (BRITISH PETROLEUM, 2011). A maior queda, entre os anos de 2009 e 2008, foi um reflexo da crise do *subprime* e sua disseminação pelos países próximos da região, bastante dependentes do dinamismo da economia americana. A tendência é que, com a superação da crise e o fortalecimento da economia dos Estados Unidos, o ritmo de crescimento no processamento das refinarias da região seja retomado.

Na Argentina, a capacidade de processamento instalada praticamente não se alterou desde meados da década de 70. Pequenos ajustes foram feitos para equilibrar a oferta a demanda, com o fechamento de algumas refinarias. Neste país, o aumento contínuo do consumo de óleo diesel, em detrimento ao consumo de gasolina, deu-se em função de incentivos fiscais.

A Venezuela é um dos quatro principais fornecedores de derivados para os Estados Unidos. Apesar das grandes reservas<sup>12</sup>, o país não possui uma capacidade instalada de refino destacada, correspondente a 62% do total do parque de refino brasileiro (BRITISH PETROLEUM, 2011). As recentes descobertas de petróleo extrapesado na região do Orinoco devem incorrer na instalação de mais unidades de dessulfurização e tratamento nas refinarias venezuelanas. A formação de *joint ventures*, como a sinalizada para a construção da refinaria Abreu & Lima com a Petrobras é uma possível saída para a PDVSA<sup>13</sup> expandir a disponibilidade de derivados de petróleo em especial para fins de exportação.

---

<sup>12</sup> As reservas provadas da Venezuela ao final de 2010 chegaram a 211, 2 bilhões de barris. Este volume, no mundo, só é inferior às reservas da Arábia Saudita as quais chegam a 264,5 bilhões de barris (BRITISH PETROLEUM, 2011).

<sup>13</sup> Empresa estatal venezuelana que se dedica a exploração, produção, refino, comercialização e transporte de petróleo da Venezuela.

A África, onde não há um mercado significativo, tampouco economias diversificadas, não deve passar, no curto prazo, por um processo de ampliação do parque de refino existente. A atividade de exploração & produção é relativamente recente na região, e empresas estrangeiras devem manter seu foco de capital neste segmento da cadeia. As baixas margens propiciadas pela atividade de refino não compensam o risco de atuar em uma região tão instável politicamente como a africana. A capacidade de refino africana, a qual responde por apenas 3,6% do total mundial, está concentrada na Argélia, Egito, Nigéria e África do Sul. Segundo BLESANE (2010), de 2000 até 2010, 90 projetos para a construção de refinarias na África foram apresentados, mas apenas sete foram construídos ou estavam em fase de construção. A capacidade instalada de refino em 2010 correspondia a 3,2 milhões de barris/dia no continente, ao passo que a demanda estava no patamar de 2,4 milhões de barris/dia. Projeções apontam que, até 2020, a demanda deve chegar a 4,4 milhões de barris /dia de derivados de petróleo (BLESANE, 2010).

Portanto, pelo que foi apresentado nas linhas acima, a demanda internacional por derivados de petróleo, em especial leves e médios, dá sinais de aquecimento. Seja por questões estruturais, crônicas de suprimento ou *boom* econômico, o contexto mundial fornece bons indicativos de que possíveis incrementos na produção de derivados devem encontrar demanda.

## **CAPÍTULO II- CARACTERÍSTICAS DO PARQUE DE REFINO BRASILEIRO E AS PERSPECTIVAS DE EVOLUÇÃO**

A abordagem deste capítulo tem como foco a situação do parque de refino brasileiro, com o correspondente contrabalanço entre oferta e demanda do mercado. Um *overview* do que o parque de refino brasileiro possui será apresentado e, baseado nas peculiaridades da demanda e das perspectivas dos agentes, possíveis alterações que podem torná-lo mais adequado.

Desde início dos anos 2000 a maior severidade de requisições ambientais implicou na necessidade de readequação do parque de refino nacional. Combustíveis mais limpos e eficientes implicam na instalação de unidades de refino as quais vêm tornando as refinarias, e consequentemente o parque de refino como um todo, mais complexo. Estes desafios, somados aos incentivos dos agentes a investir neste segmento da indústria do petróleo fornecerão ferramentas para a formulação de perspectivas de evolução para o parque.

### ***II.1 Caracterização do parque de refino brasileiro***

Esta seção será responsável por apresentar a evolução histórica do parque de refino brasileiro, com as características de produção pertinentes de cada refinaria. A apresentação da localização das refinarias, seu perfil produtor, planos de investimento é de vital importância para se analisar a urgência, ou não, de expansão da capacidade de processamento, além de incrementos para sofisticar os produtos gerados.

#### **II.1.1 Breve histórico**

O Brasil teve sua primeira refinaria em 1932, a Refinaria Riograndense, a qual era localizada em Uruguaiana (RS). O investimento foi feito de forma conjunta por brasileiros, uruguaios e argentinos e, de fato, tratava-se de uma destilaria com capacidade de 150

barris/dia. Como a ocorrência de petróleo nacional data apenas de 1934, o insumo era proveniente do Equador, importado via Argentina.

Segundo ZYLBERBERG (2006), como o tráfego de óleo nos portos argentinos para os outros países foi proibida em 1935, a importação via porto de Rio Grande (RS) resultou na Construção da Refinaria Ipiranga em 1936. Também em 1936 foi construída mais uma refinaria de pequeno porte, a Matarazzo, localizada em São Caetano (SP). Devido ao cenário internacional o qual era abalado pelos reflexos da 2ª Guerra Mundial, estas refinarias tiveram problemas de abastecimento, refletindo no caráter descontínuo de suas operações.

No Estado Novo, em 1938, Getúlio Vargas declarou como serviço de utilidade pública todas as atividades referentes ao petróleo (inclusive refino) e fixou que a atividade só poderia ser autorizada por meio oficial, e realizadas por brasileiros natos. Vargas instituiu, ainda, o Conselho Nacional do Petróleo (CNP) que, até 1953, quando da criação da Petrobras, comandou a política nacional para o setor. O próprio CNP preferia a estatização do negócio de refino, uma vez que seriam gerados recursos necessários para a prospecção de petróleo no território nacional (TAVARES, 2005).

A indústria de refino nacional passou a existir a partir da década de 1950, uma vez que antes apenas existiam simples destilarias (PONZONI, 2009). Após a descoberta de petróleo na Bahia, o refino praticado na região era feito de maneira improvisada e rudimentar. A construção da Refinaria Mataripe (BA) em 1946 visou eliminar este gargalo e processar o petróleo produzido na região. Com a criação da Petrobras em 1954, a Refinaria Mataripe foi incorporada à carteira de ativos da recente companhia, passando esta a se chamar Refinaria Landulpho Alves Mataripe – RLAM. O ano de 1954 também foi o marco do início das operações de mais duas refinarias privadas: Manguinhos, no Rio de Janeiro e a Refinaria União, em Santo André. Vale a pena mencionar que esta última refinaria citada foi incorporada pela Petrobras em 1974, passando a se chamar Refinaria de Capuava – RECAP.

Em 1955 entrou em operação uma outra refinaria cujo controle é da Petrobras, a RPBC, em Cubatão (SP), com capacidade de processar, a época, 45 mil barris por dia. A Refinaria de Manaus – REMAN, teve seu controle adquirido pela Petrobras em 1971, quinze anos após o início de suas operações.

Nas décadas de 1960 e 70, tendo como cenário o crescimento econômico do país, foram construídas sete novas refinarias no país: REDUC (RJ), REGAP (MG), REFAP (RS), REPLAN (SP), REPAR (PR), REVAP(SP), e a Fábrica de Asfalto Fortaleza, a qual teve posteriormente seu nome alterado para LUBNOR. Além da construção de novas refinarias, o país passou por um processo de ampliação das já existentes, aumentando a capacidade de refino de 150 mil barris/dia para 1,5 milhão de barris/dia, um incremento de 1000% nestes vinte anos. Por outro lado, a Refinaria Matarazzo teve suas atividades encerradas após a aquisição da concessão por parte da Petrobras.

A lei 9.478 de 1997 regulamentou o fim do monopólio do refino da Petrobras e a instalação de novas refinarias depende apenas de autorização da ANP (ZYLBERBERG, 2006). Contudo, o interesse pela atividade recai quase que integralmente sobre a Petrobras uma vez que a baixa rentabilidade do segmento afugenta agentes privados e estrangeiros. Já a Petrobras, apesar da pouca lucratividade (detalhada no Capítulo 3) da atividade, deve contrabalançar a influência para a execução das políticas energética de abastecimento e monetária de combate à inflação do Governo, com os interesses empresariais e de rentabilidade dos acionistas.

O início da operação das refinarias Clara Camarão (RN), Univen (SP) e Dax Oil (BA) se deu nos anos 2000. Estas refinarias são de pequeno porte, sendo apenas a primeira de posse da Petrobras (as demais são privadas).

Em suma, a evolução da indústria de refino brasileira pode ser dividida em quatro etapas: i) inauguração de seis refinarias para evolução do aprendizado e domínio das operações das refinarias; ii) construção de novas refinarias e ampliação das já existentes a fim de aumentar a produção de derivados, respaldada pelo período de crescimento

verificado na década de 70 e gerar certo conforto na busca pela auto-suficiência; iii) otimização do processo devido à queda brusca na demanda, reflexo dos choques do petróleo; iv) a partir da década de 90 a demanda por derivados aumentou, gerando a necessidade de importações, tendo em vista a concentração dos investimentos no segmento de exploração e produção de petróleo por parte dos *players*.

### II.1.2 O parque de refino brasileiro: caracterização e planos de expansão

O Brasil possui atualmente dezesseis refinarias as quais, somadas, possuem capacidade de processamento de 2,09 milhões de barris/dia. Destas refinarias, doze pertencem à Petrobras<sup>14</sup>, empresa responsável por cerca de 98% da capacidade de refino brasileiro. Vale a pena mencionar que além destas refinarias no Brasil, a Petrobras possui participação em outras três<sup>15</sup> refinarias no exterior.

As refinarias foram construídas próximas aos principais centros consumidores, com uma elevada concentração espacial. Assim, os ganhos de escala e escopo na produção são maximizados, ao passo que há minimização das deseconomias de escala na distribuição. Dentre as refinarias presentes no Brasil, oito estão presente na região Sudeste, três na região Sul e cinco nas regiões Norte e Nordeste. A Tabela 2.1 apresenta de forma sucinta a localização de cada refinaria, o ano de início da operação e a capacidade nominal instalada (barris/dia):

Refinaria	Município (UF)	Início de operação	Capacidade Nominal (barris/dia)
<b>Total</b>			<b>2.092.682,28</b>
Replan - Refinaria de Paulínia	Paulínia (SP)	1972	415.136
RLAM - Refinaria Landulpho Alves	São Francisco do Conde (BA)	1950	279.902
Revap - Refinaria Henrique Lage	São José dos Campos (SP)	1980	251.598
Reduc - Refinaria Duque de Caxias	Duque de Caxias (RJ)	1961	242.163
Repar - Refinaria Presidente Getúlio Vargas	Araucária (PR)	1977	220.148
Refap - Refinaria Alberto Pasqualini S.A.	Canoas (RS)	1968	188.698
RPBC - Refinaria Presidente Bernardes	Cubatão (SP)	1955	169.828

<sup>14</sup> Dentre as doze refinarias pertencentes à Petrobras, não está sendo considerada a Refinaria de Petróleo Riograndense. Esta, possui um contrato de industrialização com a Petrobras para, dependendo do cenário econômico e de mercado, ceder uma eventual capacidade ociosa da refinaria.

<sup>15</sup> A Petrobras possui participação nas seguintes refinarias: Pasadena (EUA), capacidade nominal instalada de 100 mil barris/dia, Ricardo Eliçabe (Argentina), capacidade nominal instalada de 31 mil barris/dia e Okinawa, capacidade instalada de 100 mil barris/dia.

Regap - Refinaria Gabriel Passos	Betim (MG)	1968	150.959
Recap - Refinaria de Capuava	Mauá (SP)	1954	53.464
Reman - Refinaria Isaac Sabbá	Manaus (AM)	1956	45.917
Pólo de Guamaré - Pólo Industrial de Guamaré	Guamaré (RN)	2000	27.223
Riograndense - Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	Rio Grande (RS)	1937	16.983
Manguinhos - Refinaria de Petróleos de Manguinhos S.A.	Rio de Janeiro (RJ)	1954	13.838
Lubnor - Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste	Fortaleza (CE)	1966	8.177
Univen - Univen Refinaria de Petróleo Ltda.	Itupeva (SP)	2007	6.919
Dax Oil - Dax Oil Refino S.A.	Camaçari (BA)	2008	1.730

Tabela 2.1: Localização, início da operação e capacidade nominal instalada das refinarias.Fonte: ANP (2011).

Entre os anos de 2001 e 2010 a capacidade instalada de refino do parque brasileiro teve uma tímida evolução, de 1.957.605 para 2.092.682 barris/dia, o que representa uma evolução de apenas 6,9% para este período (ANP, 2011). Em 2011, apesar da não disponibilidade de dados da ANP até o término do presente trabalho, a tendência ilustra que o nível de utilização cresceu, comparado a 2010, devido ao aumento de demanda por gasolina tendo em vista problemas na colheita de cana-de-açúcar e consequente encarecimento do etanol<sup>16</sup>. A figura 2.1 ilustra a evolução do nível médio de utilização destas refinarias:

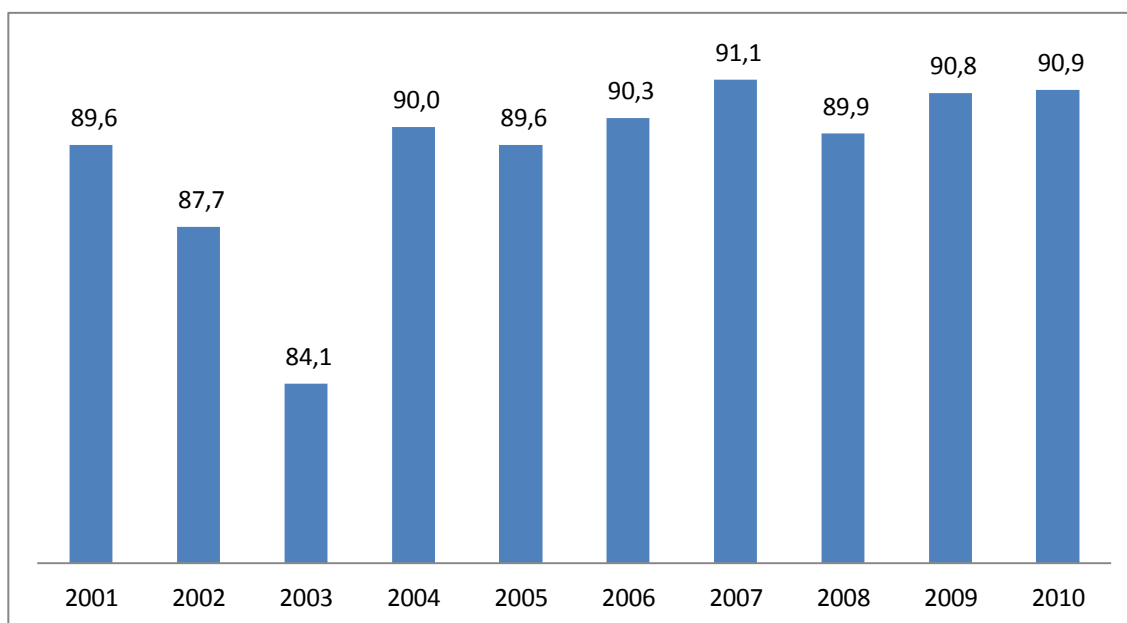


Figura 2.1: Evolução do nível de utilização médio das refinarias em (%). Fonte: Elaboração própria a partir de dados de ANP (2011).

<sup>16</sup> Devido ao seu potencial energético, fica economicamente viável consumir etanol caso o preço do mesmo esteja no mínimo 30% abaixo do preço da gasolina.

Recentemente, devido à maior severidade das especificações de combustíveis, demanda dos consumidores, descobertas, sobretudo, de óleo pesados e maiores restrições ambientais, as refinarias estão se modernizando através da ampliação de unidades existentes, e até de instalação de novas. A título de exemplo, segundo BRASIL ENERGY (2011) há, inclusive, projetos em andamento para, até 2015, reciclar 29 bilhões de litros de água por ano, o que corresponde a uma economia de 33% comparado aos volumes atualmente praticados. A melhoria na qualidade dos derivados está sendo alcançada através da, dentre outros motivos, construção de unidades de HDT e coqueamento retardado.

Uma descrição sucinta dos produtos obtidos, além das estratégias de investimento de cada refinaria, divididas por região:

- SUDESTE

- Replan: atualmente é a refinaria com a maior capacidade nominal instalada. Planeja o início de operação de uma unidade de hidrossulfurização e novas unidades de hidrotratamento, recuperação de enxofre e tratamento de gás residual para, até 2013, ampliar a capacidade de produção de combustíveis com menor teor de enxofre (PETRO&QUÍMICA, 2011). Atualmente, produz gasolina, GLP, nafta, diesel S-50<sup>17</sup>, querosene, coque e asfalto, e pré-selecionada pela Petrobras para produzir o diesel S-10<sup>18</sup>.
- Revap: Investimento previstos de US\$ 2 bilhões, até 2014, para a operação de uma unidade de HDT de gasolina, uma unidade de reforma catalítica e outra HDT de nafta de coque a fim de processar petróleos mais pesados. Sua produção recai sobre gasolina, diesel, QAV, GLP, asfalto e enxofre.

---

<sup>17</sup> Diesel com o máximo de concentração de 50 ppm (partes por milhão) de enxofre

<sup>18</sup> Diesel com o máximo de concentração de 10 ppm (partes por milhão) de enxofre



- Reduc: refinaria mais complexa do parque de refino brasileiro, possuindo a maior gama de unidades de conversão (SZKLO, 2005). A refinaria intensificará seus dispêndios com foco na elevação da qualidade da gasolina e do diesel, sendo a pioneira na produção deste último derivado com especificação de 50 ppm. Seu leque de produção abrange lubrificantes, GLP, diesel, QAV, gasolina, *bunker* e nafta petroquímica. Além destes gastos, a refinaria pretende alocar recursos em ações de compensações ambientais.
- RPBC: refinaria pioneira, desde 1996, na produção de diesel metropolitano com baixo teor de enxofre. Em 2010, a refinaria inaugurou duas unidades, de hidrotratamento de nafta de coque e hidrossulfurização de gasolina, a fim de produzir gasolina com 50 ppm de enxofre. Em paralelo à instalação das unidades focadas na especificação dos combustíveis, a refinaria prevê o revamp da unidade de reforma catalítica até o segundo semestre de 2012 (PETRO&QUÍMICA, 2011). Atualmente, a refinaria produz gasolina de aviação, diesel ecológico, gasolina Podium, componentes da gasolina da Fórmula 1 e coque para exportação.
- Regap: entre 2011-2015 a Petrobras planeja investir US\$ 16 bilhões no programa de melhoria da qualidade dos combustíveis. Em meio a este cenário, a refinaria pretende instalar mais unidades de hidrotratamento pois foi uma das cinco selecionadas para produzir o diesel S-10. Além deste último derivado citado, a produção da Regap abrange gasolina, querosene de aviação, GLP, aguarrás, asfaltos, coque e enxofre. As refinarias REGAP, REPAR, REFAP e REPLAN encontram-se em condições de processar o óleo vegetal pelo processo H-Bio (MME, 2010).
- Recap: além das unidades de hidrossulfurização de gasolina e hidrotratamento de diesel, unidades auxiliares de recuperação de enxofre, tratamento de gás residual e tratamento de água permitirão à Recap produzir diesel S-50 e

gasolina S-30<sup>19</sup>. A redução da dependência externa de energia elétrica também é um ponto sensível para que as operações desta unidade do parque de refino sejam maximizadas. Os produtos gerados são: propeno, GLP, gasolina, diesel e solventes especiais.

- Manguinhos: após sua reestruturação interna, renegociação de dívidas e nova composição acionária<sup>20</sup> a refinaria pretende aumentar seu capital para que possa atuar como uma grande fornecedora de derivados *premium*. Somada à estratégia de intensificação na produção de derivados de maior valor agregado, a refinaria pretende direcionar atenção à área de biocombustíveis. Até o final de 2011, a produção gravitava em torno de gasolina, diesel, GLP, óleo combustível e solventes especiais.
- Univen: desde 2008 investiu R\$ 35 milhões para ampliar a capacidade de produção e, até 2015, deve completar um ciclo de desembolso que gira em torno de R\$ 150-200 milhões (PETRO&QUÍMICA, 2011). Mudando um pouco o foco dos últimos dez anos, voltado para a gasolina, solventes especiais e aguarrás devem assumir um papel mais importante na linha de produção.

#### - SUL

- Repar: a refinaria está em processo de conclusão do seu plano de modernização iniciado em 2006. Ao todo, dentre unidades de hidrotratamento de diesel, nafta de coque e outras, foram instalados 19 incrementos no processamento da refinaria os quais permitiram a elevação da capacidade referencial de produção para 220 mil barris/dia. Dentro deste volume citado,

---

<sup>19</sup> Gasolina com o máximo de concentração de 30 ppm (partes por milhão) de enxofre

<sup>20</sup> A refinaria de Manguinhos foi arrematada no final de 2008 pelo grupo Andrade Magro.

inclui-se a produção de diesel, nafta, gasolina, GLP, QAV, óleos combustíveis e asfaltos.

- Refap: com a saída da Repsol do capital da refinaria, após venda de seus 30% para a Petrobras por US\$ 850 milhões em Dezembro/2010, investimentos de R\$ 1,6 bilhão serão contabilizados até 2014 com o intuito de conceder à Refap a capacidade de ser produtora de diesel S-10 (PETRO&QUÍMICA, 2011). Outros derivados produzidos pela refinaria, além do diesel, são nafta, gasolina, GLP, QAV, óleos combustíveis, *bunker*, querosene, asfaltos e solventes.
- Riograndense: seguindo seu plano de investimentos de R\$ 61 milhões para o período entre 2011 e 2015, esta componente do parque de refino brasileiro almeja aumentar sua capacidade de estocagem de matéria-prima e produtos, automatizar as unidades de processo, incrementar sua segurança industrial e preservar o meio ambiente. Seu recorde de produção foi alcançado em 2010, quando refinados 14,4 mil barris/dia, os quais geraram gasolina diesel, asfalto, nafta, óleo combustível, solventes e GLP (REFINARIA DE PETRÓLEO RIOGRANDENSE, 2011).

#### - NORTE/NORDESTE

- RLAM: unidades de hidrossulfurização de gasolina e hidrotratamento de diesel foram instaladas em 2011 para viabilizar a produção de combustíveis com teor de enxofre de 50 ppm. Em 2007 o teor médio de enxofre contido nos combustíveis gerados nas refinarias da Petrobras era de 2,422 mil PPM e em 2011 foi de 1,5 mil. Entre 2015 e 2020, o teor deve chegar a 231 ppm. (PETRO&QUÍMICA, 2011). Os produtos gerados pela refinaria são propano, propeno, isso-butano, GLP, gasolina, nafta petroquímica, querosene, QAV, parafinas, óleos combustíveis e asfaltos.

- Reman: em linha com a estratégia das demais refinarias, a instalação de novas unidades visa atender às exigência de qualidade do diesel e da gasolina. Os planos prevêem também incrementar a produção de QAV-1, a fim de abastecer o Estado e seu aeroporto de cargas (terceiro maior do país) e diminuição da produção de óleo combustível tendo em vista a maior importância do gás natural na matriz energética da região Norte. Além dos produtos anteriormente citados, há produção de nafta, GLP, asfalto, óleo leve para turbina elétrica e óleo para geração de energia.
- RPCC: a instalação de um duto de 23 km de extensão interligará a refinaria ao quadro de boias que permitirá receber navios de até 50 mil toneladas, diminuindo a dependência de tancagem em Natal (RN). Sua produção abrange GLP, diesel, QAV, gasolina e nafta petroquímica.
- Lubnor: uma das maiores produtoras de asfalto e única no país a produzir lubrificantes naftênicos, a Lubnor pretende dobrar sua produção. Em 2011, a refinaria era capaz de produzir 235 mil toneladas/ano de asfaltos (13% da produção do país) e 205 m<sup>3</sup> de lubrificantes naftênicos por dia. Outros produtos gerados pela refinaria são óleo combustível para navios, gás natural, GLP e óleo amaciante de fibras.
- Dax Oil: devido aos problemas de fornecimentos para a sua planta, os quais acarretaram em um nível de ocupação de 15% em 2011, esta refinaria não pretende ampliar sua capacidade e sim, no curto prazo, ocupar a existente. Sua produção engloba solventes e óleo combustível.

Em suma, os investimentos esperados em refinarias existentes e em novas plantas devem somar US\$ 89,4 bilhões até 2020, os quais serão alocados da seguinte forma:

- US\$ 30,3 bilhões no parque de refino atual (ampliações);
- US\$ 15,3 bilhões na construção da RNEST;

- US\$ 11,1 bilhões na construção do Comperj;
- US\$ 32,7 bilhões nas refinarias *Premium* (MME, 2010).

## ***II.2 Balanço entre oferta e demanda para o mercado brasileiro***

Para se entender o cenário enfrentado pelas refinarias e suas respectivas tomadas de decisões de investimento, é necessária a abertura do perfil da demanda, assim como a possibilidade viável de atendimento para a capacidade existente. Além disto, esta seção tornará exposta a questão da dependência externa (ou não) através de dados quanto a exportação e importação, tanto de derivados quanto de óleo cru.

### **II.2.1 O perfil da oferta**

Ao longo dos anos, o perfil da oferta teve que se adequar as transições ocorridas com o perfil da demanda, sobretudo com relação a combustíveis ecológica e economicamente sustentáveis. Baseada em dados reais, esta subseção fornecerá ferramentas uteis para traçarmos a evolução do perfil produtor do parque de refino brasileiro.

Conforme análise comparativa feita na figura 2.2, o perfil da oferta, ao longo dos últimos dez anos, vem se deslocando para uma maior disponibilidade de diesel. A gasolina A, devido a crise no mercado de etanol e a alta venda de carros flexíveis, teve um grande aumento na sua demanda em 2010, comparado aos anos anteriores. Segundo LOSEKANN & DE CASTRO (2011), os automóveis flexíveis já representam 46% da frota brasileira de veículos leves, participação esta que deve se acelerar. A evolução do consumo brasileiro de etanol e gasolina C<sup>21</sup> nos últimos anos foi bastante influenciada pelo preço relativo do etanol (preço etanol/preço da gasolina). O óleo combustível, seguindo a tendência mundial, teve sua produção reduzida em 5%, comparando 2001 a 2010, uma vez que o gás natural apresenta-se como um substituto economicamente viável e mais limpo.

---

<sup>21</sup> A denominada gasolina C é um combustível “blend” que comporta, em cada litro, a mistura de gasolina A com percentuais de álcool anidro. Historicamente, estes percentuais variam na faixa de 20% a 25% de álcool em cada litro de gasolina C e a definição deste percentual pode, inclusive, se constituir num instrumento de política energética, regulando os volumes segundo a disponibilidade da oferta de álcool (PINTO Jr. ET al, 2007).

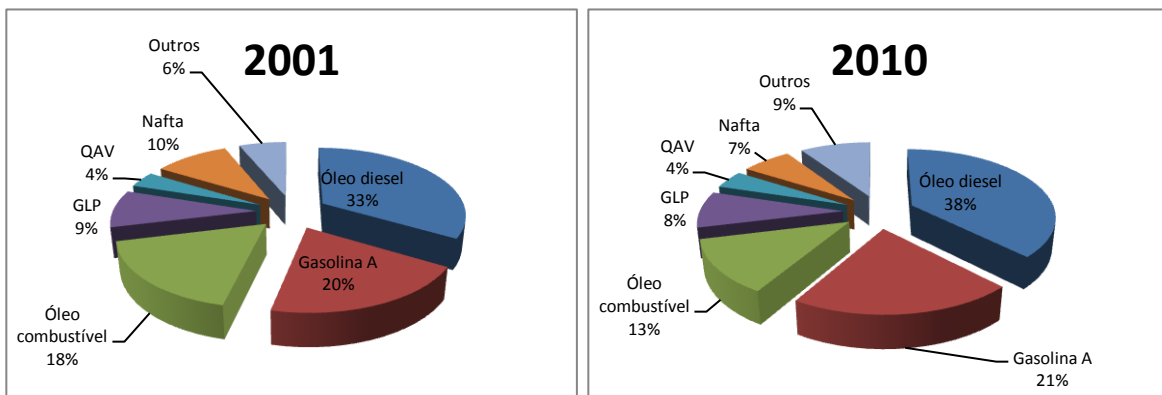


Figura 2.2: Produção de derivados de petróleo – 2010 comparado a 2001. Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2011).

O aumento da produção de derivados ocorreu com maior ênfase nos energéticos, conforme pode ser acompanhado na figura 2.3. Quanto aos não-energéticos, apenas o coque e o asfalto tiveram aumento na sua oferta dentro do período escolhido.

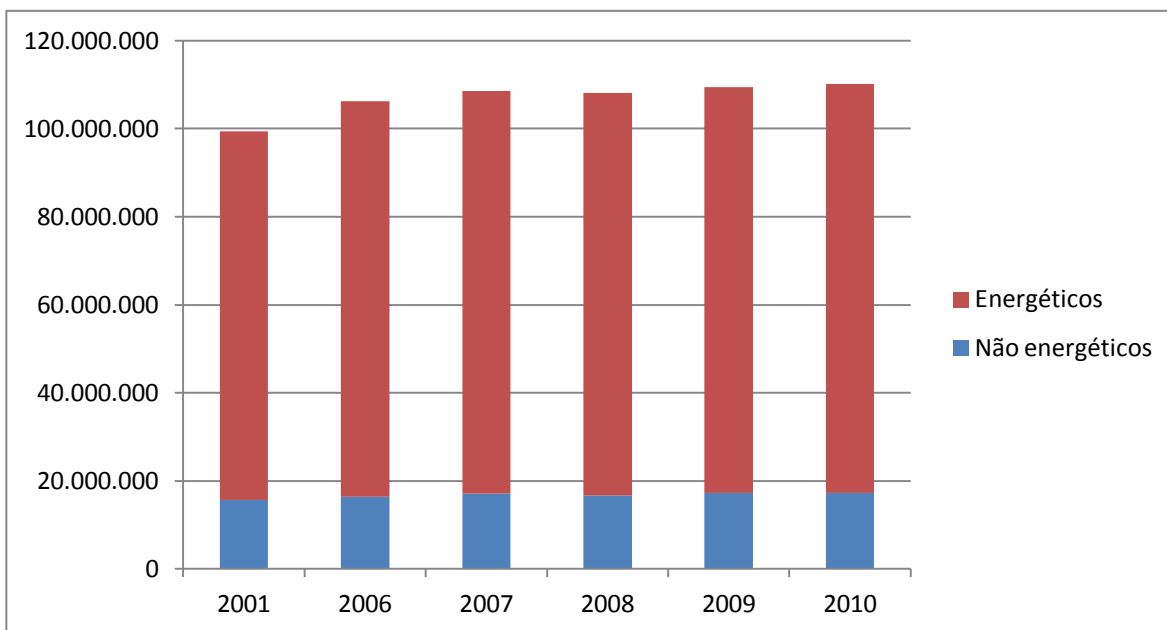


Figura 2.3: Evolução da produção (Energéticos X Não energéticos) em m³. Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2011).

### II.2.2 O perfil da demanda

A produção segue a mesma linha da demanda, tendo em vista que os refinadores tentam seguir os passos dos consumidores e, conseqüentemente, possuem mais chances de rentabilizar o negócio.

Assim, os resultados obtidos são praticamente similares aos obtidos com respeito à produção: aumento no consumo de óleo diesel, gasolina C<sup>22</sup> e diminuição no de óleo combustível. A demanda de gasolina C em 2010, considerando os motivos já explanados no presente trabalho, teve um incremento de 17% entre os anos de 2009 e 2010. Apesar de não ter crescido em termos percentuais, o QAV vem aumentando sua participação em termos absolutos vis a vis o aquecimento do mercado de aviação do país, e a expectativa é de um crescimento ainda maior considerando eventos como Copa do Mundo e Olimpíadas (SINDICOM, 2011). Entre 2009 e 2010, o consumo de QAV cresceu 15% (ANP 2011). A figura 2.4 apresenta esta diferença entre os anos de 2001 e 2010.

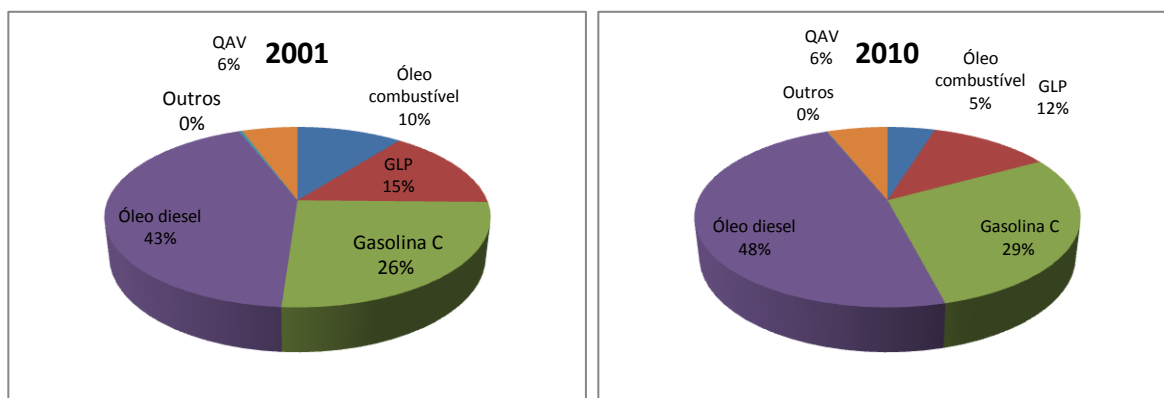


Figura 2.4: Vendas nacionais, pelas distribuidoras, dos principais derivados de petróleo. Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2011).

A demanda ao longo dos últimos anos está se deslocando para as regiões Norte e Nordeste as quais, após possuírem *share* no consumo de derivados de petróleo de 19% em 2003, passaram a responder por 26% em 2011. O Sudeste, apesar de ser absoluto no consumo de derivados viu sua fatia diminuir 4% durante o período 2003-2011 (SINDICOM, 2011).

<sup>22</sup> Gasolina disponível no mercado e comercializada nos postos revendedores. Sua preparação é feita pela adição de álcool etílico anidro (percentual variável, em torno de 20-25%) à gasolina A.

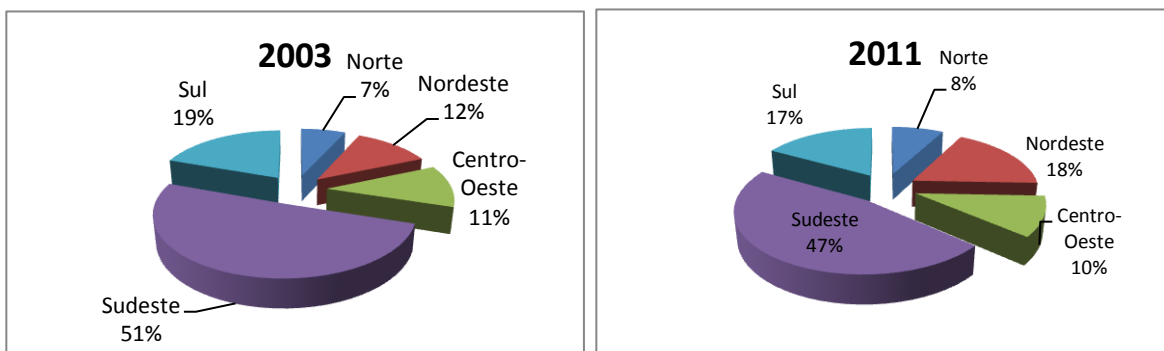


Figura 2.5: Vendas nacionais, 2003 e 2011, por região. Fonte: Elaboração própria a partir de SINDICOM (2011).

### II.2.3 Balanço entre importações e exportações de derivados e crus

A produção de derivados pode ter como insumo petróleo de procedência nacional, ou petróleo estrangeiro. A Petrobras sinalizou para o aproveitamento máximo das reservas nacionais, as quais devem ter sua recuperação incrementada para os próximos anos. Contudo, conforme visto anteriormente, há necessidade de importação de certos tipos de petróleo, não disponíveis nas atuais reservas provadas brasileiras, para que determinados derivados possam ser obtidos.

Deve ser destacado que a evolução histórica do grau API das correntes de óleos brasileiros vem caindo a medida que a importância relativa da produção da Bacia de Campos aumentou (SZKLO, 2005). Entretanto, devido a revolução tecnológica no pré-sal de Santos, até 2020 a produção deste campo, que nas primeiras descobertas apresentou petróleo menos denso, pode passar a de Campos (BRASIL ENERGIA, 2011).

Ao contrário da sua situação com relação ao óleo cru, o Brasil é importador líquido de derivados. O resultado foi mais acentuado no ano de 2010, conforme ilustra a tabela 2.2:



Derivados de petróleo						
	2001	2006	2007	2008	2009	2010
<b>Importação (mil m<sup>3</sup>)</b>						
<b>Total</b>	<b>18.276,4</b>	<b>13.501,3</b>	<b>15.959,5</b>	<b>17.913,7</b>	<b>15.936,7</b>	<b>27.375,4</b>
Energéticos	11.632,0	6.111,3	7.912,1	9.713,5	7.354,7	14.724,4
Não energéticos	6.644,4	7.390,0	8.047,4	8.200,2	8.582,1	12.651,0
<b>Exportação (mil m<sup>3</sup>)</b>						
	15.602,7	16.777,3	17.647,9	15.986,4	15.161,9	13.782,9
Energéticos	14.940,4	15.807,8	16.550,4	14.906,4	14.279,4	12.999,8
Não energéticos	662,3	969,5	1.097,5	1.080,0	882,4	783,1

Tabela 2.2: Evolução do saldo Importação X Exportação (2001 e 2006-2010). Fonte: ANP (2011).

Desta forma, corroborando com os dados fornecidos, os dispêndios com derivados ficaram ainda mais elevados em 2010, totalizando US\$ 12,98 Bi, um crescimento de 133% com relação ao ano de 2009. A figura 2,6 ilustra a evolução das receitas e dos dispêndios relacionados aos derivados nos últimos dez anos.

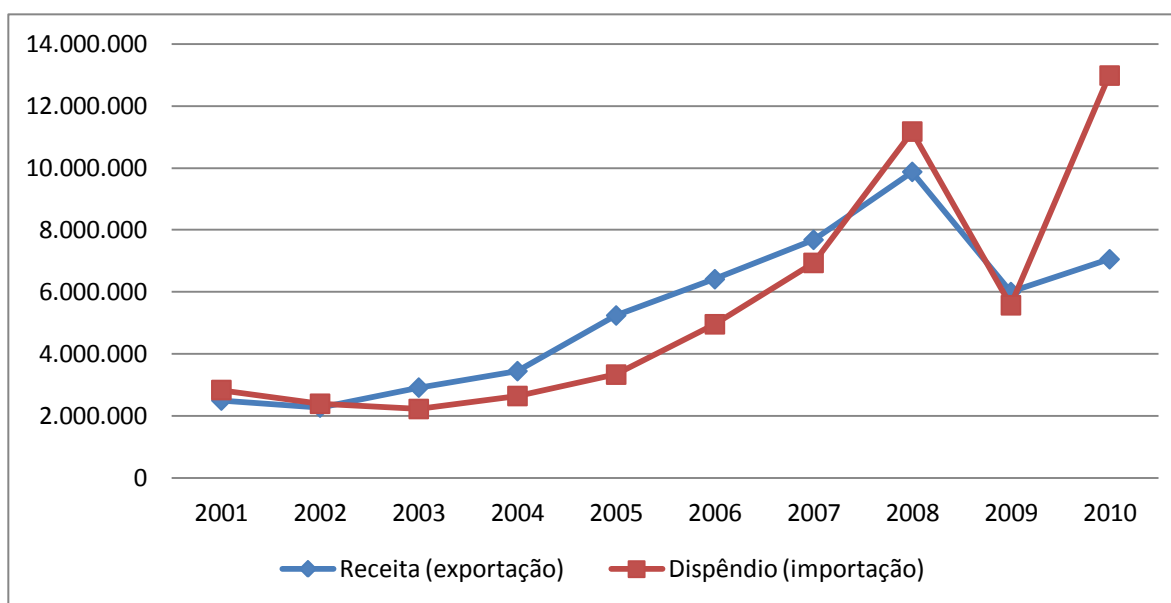


Figura 2.6: Valores da importação e da exportação de derivados de petróleo (mil US\$ FOB – 2001-2010).

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2011).

Portanto, com base nas tabelas e gráficos ilustrados, o país está aumentando sua dependência externa com relação ao fornecimento de derivados. Além de movimentos sazonais, destaca-se o crescimento econômico do país verificado nos últimos anos, a despeito das crises externas, o qual incrementou a renda da população e, consequentemente,

o maior consumo de derivados. Segundo MME (2011), o segmento de transportes é, disparado, o maior consumidor de derivados de petróleo, tendo o setor industrial como coadjuvante.

### ***II.3 Estratégia do Governo e perspectivas***

A presente seção apresentará as perspectivas para as curvas de oferta e demanda para derivados de petróleo tanto no mercado internacional, quanto brasileiro. Publicações vinculadas aos principais órgãos do Governo foram utilizadas, e são úteis para a comparação de sua análise com as perspectivas de investimento da Petrobras para o parque de refino brasileiro as quais serão abordadas na próxima seção.

A matriz brasileira de combustíveis, sobretudo os automotivos, passou por diversas mudanças implantadas pelo Governo Federal nas últimas quatro décadas. Este contexto deflagra uma grande falta de planejamento estratégico na matriz brasileira a qual pode ser facilmente afetada por fatores sazonais os quais impactem na dinâmica de oferta/ demanda, ou motivações políticas, por exemplo.

O Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2020 apresenta as perspectivas para os preços dos derivados de petróleo, dentro do período de tempo o qual está disposto a abordar. Outra publicação conceituada e que merece destaque nesta abordagem “futurista” é o Plano Nacional de Energia – PNE 2030. Esta apresentação é útil para a empresa que planeja investir no segmento, neste caso a Petrobras, verificar se os dispêndios são economicamente viáveis e darão retorno vis a vis a expectativa de evolução dos preços dos derivados, estes influenciados pela dinâmica da oferta e da demanda.

Conforme ilustra a figura 2.7, os preços internacionais dos derivados de petróleo devem seguir um movimento ascendente até 2015, auge dos preços, e depois devem vir a cair com a entrada em operação de algumas plantas as quais auxiliarão para o reequilíbrio da oferta. Em linha com este raciocínio, a expectativa com relação a evolução do preço do

barril Brent é de queda após 2015 e, como o petróleo é o insumo básico da indústria de refino, é natural que os preços esperados derivados oriundos também apresentem uma curva decrescente para este horizonte.

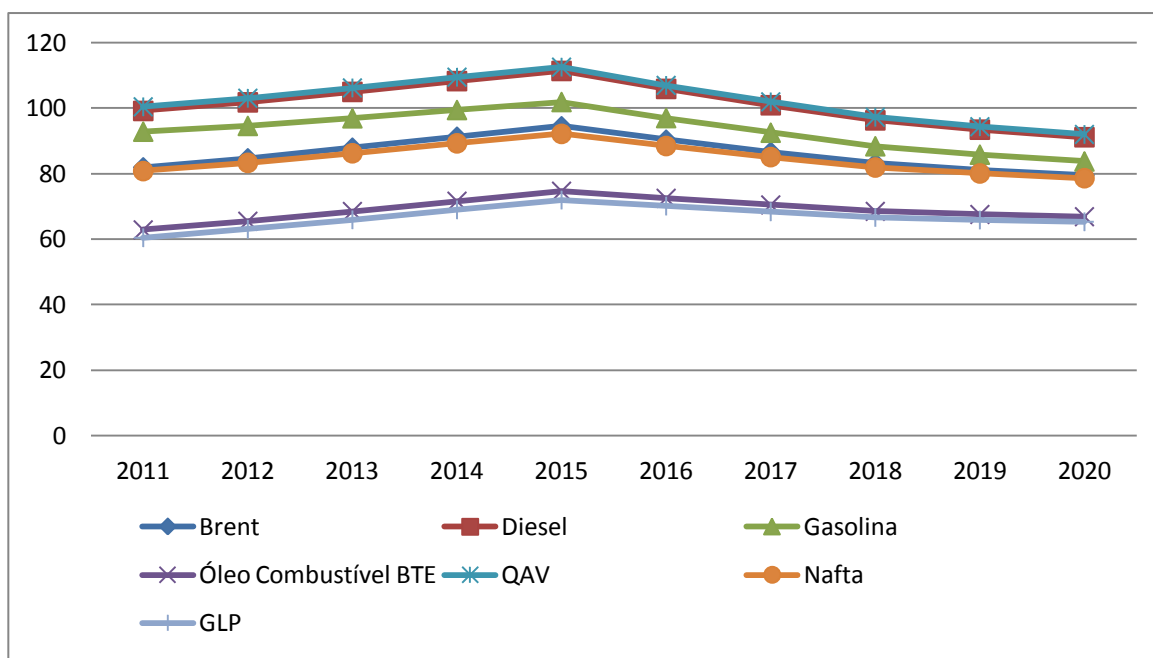


Figura 2.7: Perspectivas de preços internacionais de derivados de petróleo (US\$/b, maio/2010). Fonte: MME (2010).

Para os preços nacionais de derivados de petróleo, o movimento do gráfico é similar ao cenário internacional, com ascensão e auge até 2015, e depois queda nos preços dos derivados, sobretudo devido a alta correlação entre os preços destes e o barril do tipo Brent. Vale a pena comentar que, conforme ilustrado pela figura 2.8, até 2015 o preço dos derivados nacionais mantêm-se mais estáveis que os internacionais. O diesel, em 2011 está com um preço internacional inferior ao praticado no mercado brasileiro, porém já em 2014 o cenário se reverte, e se aprofunda após a entrada em operação das refinarias *Premium I e II*. A Gasolina e o GLP são outros derivados que terão um preço nacional inferior ao praticado no mundo para o período em questão, se candidatando como possíveis produtos exportados por parte de produtores. Na mão contrária, o Nafta, o QAV e o óleo combustível devem manter-se com preços mais baixos no mercado internacional até 2020.

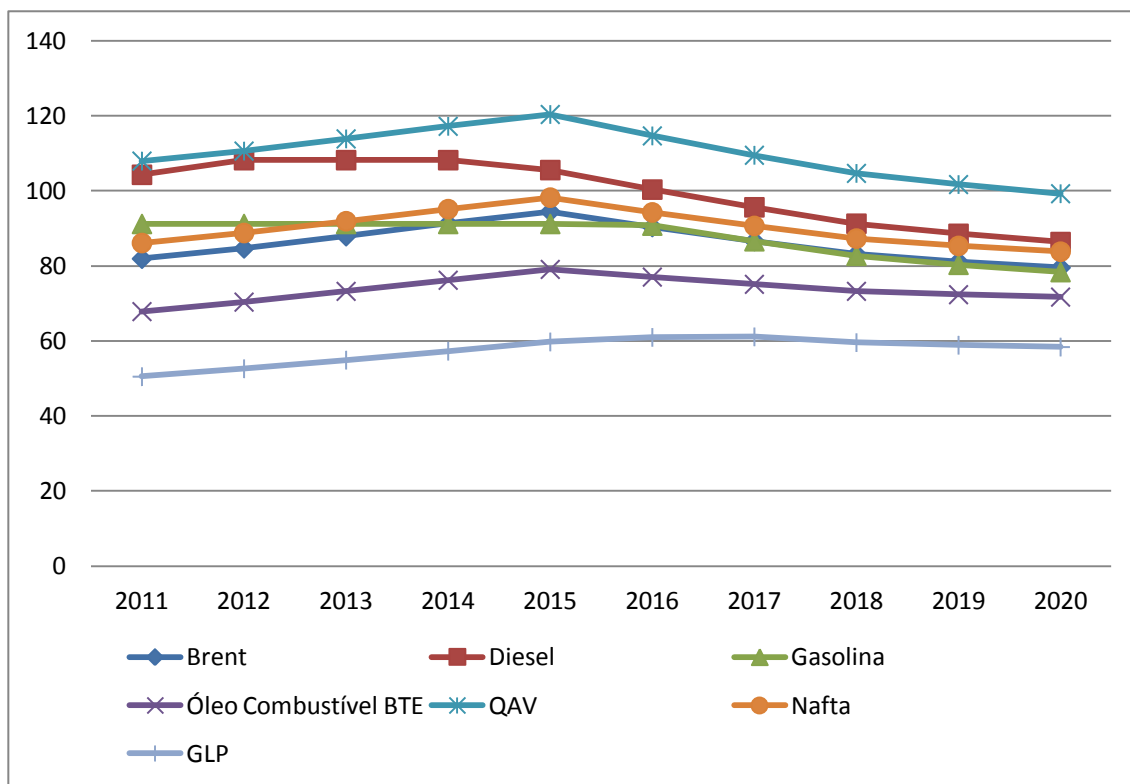


Figura 2.8: Perspectivas de preços nacionais de derivados de petróleo (US\$/b, maio/2010). Fonte: MME (2010).

O consumo per capita de energia no Brasil será influenciado pelo crescimento da renda e distribuição. Apesar da posição de liderança na matriz energética brasileira, o petróleo e seus derivados devem reduzir sua participação em prol da cana-de-açúcar e do gás natural até 2030 (MME, 2007). Baseado nos dados apresentados na tabela 2.3, o país deverá manter-se importador líquido de derivados até 2014, com exceção da gasolina, em 2013 e 2014, e do óleo combustível, nos anos de 2012, 2013 e 2014. Derivados de maior valor agregado, tais como QAV, diesel e nafta, serão deficitários até 2014, deflagrando a necessidade de unidades de conversão a fim de produzir derivados médios e leves.

Produto		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
GLP	Produção	30.723	32.529	35.962	38.425	40.379	42.176	46.097	47.692	47.869	48.308
	Demanda	36.601	37.534	38.517	39.460	40.379	41.297	42.230	43.157	44.109	45.043
Nafta	Produção	18.939	18.694	25.938	30.136	35.686	35.686	43.473	51.178	50.858	53.274
	Demanda	35.686	35.686	35.686	35.686	35.686	35.686	35.686	50.858	50.858	50.858
Gasolina	Produção	63.194	63.083	59.397	59.634	60.311	59.659	60.820	60.483	61.033	62.686
	Demanda	67.427	61.961	57.625	52.564	49.531	49.168	51.123	53.608	56.138	59.023
QAV	Produção	12.522	13.196	13.903	14.859	23.125	24.476	25.623	26.963	28.359	29.824
	Demanda	18.783	19.794	20.854	22.081	23.125	24.476	25.623	26.963	28.359	29.824
Diesel	Produção	107.193	104.551	128.218	151.812	171.333	168.598	223.469	235.080	232.184	243.815
	Demanda	135.334	141.314	147.771	157.188	162.404	168.551	178.129	188.006	198.509	206.650
O.C.	Produção	36.979	35.766	30.882	33.622	34.083	35.362	32.435	32.746	36.721	39.144
	Demanda	30.777	31.924	31.427	32.848	34.083	35.362	36.526	37.673	38.943	40.729
Coque	Produção	7.577	7.888	15.002	19.315	21.435	21.081	25.636	28.386	27.372	28.978
	Demanda	17.738	18.129	18.856	19.315	19.803	20.368	20.821	21.071	21.582	21.948
Total	Produção	277.127	275.707	309.302	347.803	386.352	387.038	457.553	482.528	484.396	506.029
	Demanda	342.346	346.342	350.736	359.142	365.011	374.908	390.138	421.336	438.498	454.075
Saldo		-65.219	-70.635	-41.434	-11.339	21.341	12.130	67.415	61.192	45.898	51.954

Tabela 2.3: Evolução esperada do balanço (Produção X Demanda) nacional de derivados (2011-2020). Fonte: MME (2010).

O cenário tem uma guinada, sobretudo com relação ao diesel, em 2013 após o início das operações da RNEST. Considerando os projetos programados para a área de refino, o país tem uma queda considerável no seu déficit de derivados em 2014, após a operacionalização do Comperj, e muda seu status com o início das atividades nas refinarias *Premium I e II*. Vale a pena destacar que quando da confecção dos Planos, o cenário era diferente, fazendo com que as conclusões tomadas não sejam condizentes com o contexto para os anos de 2010 e 2011. Após o fortalecimento da demanda nacional, espera-se que na verdade a curva de demanda seja maior que a projetada por MME (2010) e não haja excedentes para importação. Inclusive, a principal diferença entre os Planos de Negócios da Petrobras 2010-2014 e 2011-2015 para o segmento de refino é realocar os derivados leves e médios para consumo no mercado interno, ao invés da previsão de abastecimento dos mercados internacionais.

## **II.4 Ciclo de investimentos e interesses da Petrobras**

Esta seção será responsável por ilustrar o ciclo de investimentos realizado pela Petrobras, sobretudo para as atividades relacionadas ao *downstream* da indústria de petróleo & gás. Considerando o pano de fundo do contexto internacional e as motivações encontradas no cenário interno, verificaremos a inclinação desta empresa brasileira em investir em determinados segmentos. No capítulo final, a abordagem econômico-financeira será utilizada para chegarmos a conclusão sobre se o negócio de refino vale a pena (ou não) para a Petrobras.

### **II.4.1 Histórico de investimentos da Petrobras para o segmento de refino**

A Petrobras foi fundada em 3 de outubro de 1953, pelo então presidente Getúlio Vargas, com o objetivo de executar as atividades do setor petrolífero no Brasil em nome da União. A criação da Petrobras é reflexo da campanha popular que iniciou-se em 1946, ancorada no histórico slogan “O petróleo é nosso” (PETROBRAS, 2012 a). A criação de mecanismos de controle de recursos e fluxos os quais operassem relativamente estáveis no longo prazo era crucial para os objetivos da estatal e do Brasil. A ênfase no refino residia no papel central que este segmento desempenha na *rationale* de integração vertical da indústria do petróleo (PINTO Jr. ET al, 2007).

O resultado mais sensível de expansão das atividades da Petrobras se refletiu no contínuo abastecimento de derivados para alimentar o padrão desenvolvimentista de crescimento econômico, mesmo nas regiões mais remotas do país e a despeito dos choques de petróleo da década de 1970. Em meio a esta trajetória, foi fundamental a conjugação de dois fatores. Em primeiro lugar, as alianças cooperativas com o capital privado nacional e internacional fizeram com que a Petrobras assimilasse a flexibilidade e diversidade de estratégias que devem ser utilizadas por uma empresa oligopolista. Em segundo lugar, deve ser levada em conta a congruência, pelo menos neste primeiro momento, entre os objetivos macroeconômicos e políticos dos sucessivos governos, em especial dos militares a partir de 1964, e os objetivos empresariais da estatal (ALVEAL, 1994).

A Figura 2.9 apresenta de forma condensada a evolução dos investimentos da Petrobras, dividido por ramos de atividade, desde 1970 até 2010.

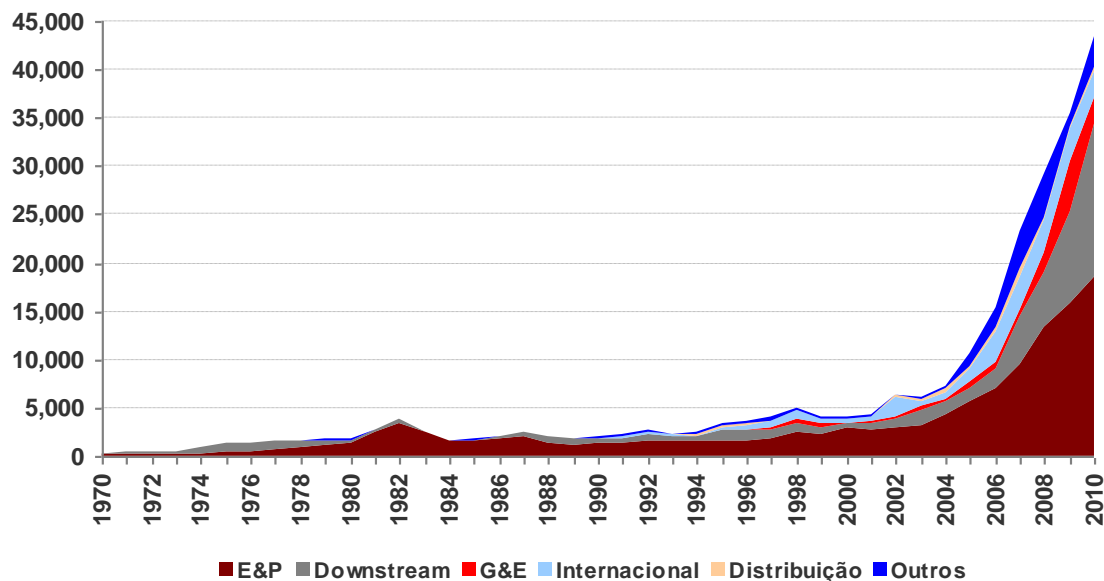


Figura 2.9: Histórico do Investimento Nominal (US\$ MM). Fonte: PETROBRAS b (2012).

Para o período explicitado no gráfico (1970-2010), o CAPEX investido pela empresa em todos os segmentos aumentou em 138 vezes, pulando de US\$ 316 milhões em valores nominais de 1970 para US\$ 43.434 milhões em valores nominais de 2010, o que representa uma taxa de crescimento média de 13,1%. Apenas entre 2000 e 2010 o montante total investido pela Petrobras cresceu em cerca de 10 vezes (de US\$ 4.148 MM para US\$ 43.434 MM), impulsionado pela extensa carteira de projetos e excelentes perspectivas de crescimento para o setor de Exploração & Produção, em especial após as descobertas do pré-sal. Entre 1970 e 2010, a produção da companhia, em torno de 2,0 milhões de barris/dia no Brasil ao final deste período, aumentou em 14 vezes, enquanto que as reservas cresceram 15 vezes no período em voga, chegando a atingir cerca de 16 bilhões de barris ao final de 2010.

A área de abastecimento, que engloba o refino e o transporte, teve uma trajetória volátil, em parte devido à natureza de sua atividade, que dependia à época do monopólio executado pela Petrobras, essencialmente da demanda interna. No caso da área de E&P, a

condição de importador do Brasil e o controle do mercado interno e externo exercido, de direito e/ou na prática, pela estatal antes e depois da liberação do mercado praticamente assegurava a absorção de todo o petróleo produzido produtivos (FANTINE, ALVIM & DIMANDE, 2009).

Após um grande ciclo de investimentos no segmento *downstream* ao longo da década de 70 e início dos anos 80, o parque de refino brasileiro ficou sucateado e por um longo período sem grandes investimentos. A recente retomada para a construção das novas refinarias e ampliação das já existentes, sobretudo a fim de adequá-las aos novos padrões de qualidade, pode ser verificada na figura 2.10 o qual ilustra a evolução do percentual, dentro de tudo que a Petrobras investe, alocado para as atividades *downstream*. Ou seja, além do aumento absoluto nos seus investimentos, a Petrobras está alocando uma fatia ascendente para o segmento intermediário da cadeia.

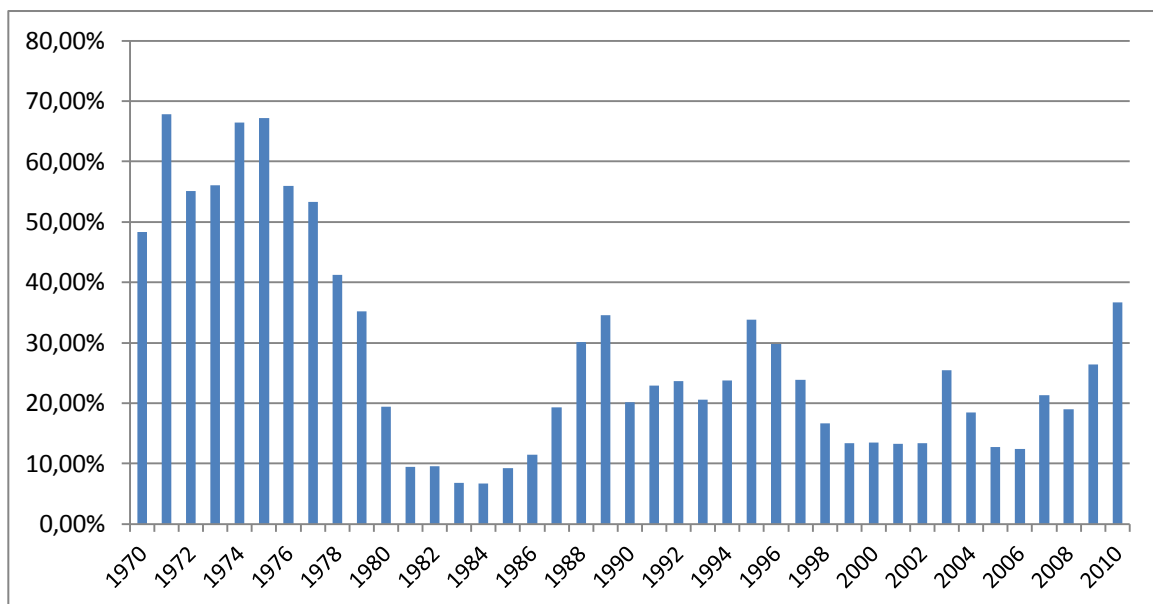


Figura 2.10: Evolução (em %) do alocado no segmento *downstream* com relação ao CAPEX total da Petrobras. Fonte: Elaboração própria a partir de PETROBRAS b (2012).



#### II.4.2 Plano Estratégico Petrobras 2020

Esta subseção fornecerá os prognósticos de negócios da Petrobras para o período 2011-2015, divididos por segmento mas, como não poderia deixar de ser neste trabalho, com foco nos planos para o refino.

##### II.4.2.1 Investimentos em outros segmentos da cadeia

O plano de investimentos 2011-2015 da Petrobras apresenta um volume próximo ao Plano anterior (2010-2014), porém com um foco maior em E&P dado que este segmento representa 87% dos projetos incluídos no novo plano. Dentro da previsão de gastos, 95% corresponderão a atividades desenvolvidas no Brasil e 5% no exterior, totalizando 688 projetos. Pela primeira vez há a previsão de um programa de desinvestimento em um montante de US\$ 13,6 bilhões os quais visam otimizar a gestão da companhia e conferir maior rentabilidade (PETROBRAS, 2012 c).

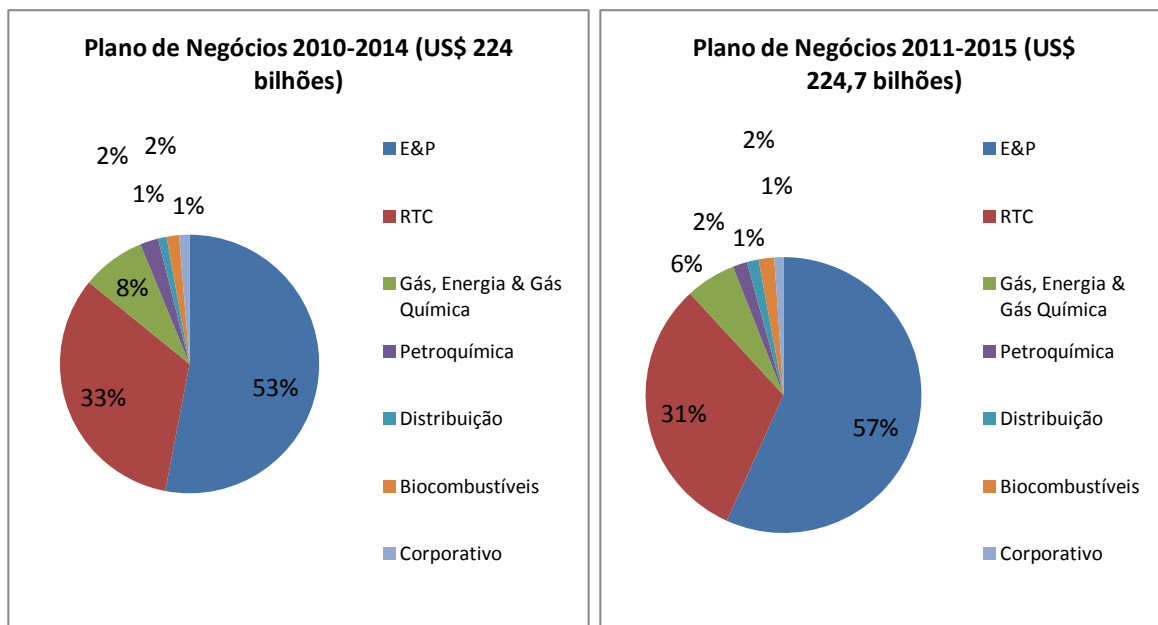


Figura 2.11: Comparação na alocação de recursos, por segmento de negócios, entre os Planos de Negócios 2010-2014 e 2011-2015. Fonte: PETROBRAS c (2012).

O segmento de Exploração & Produção receberá investimentos de US\$ 127,5 bilhões, sendo US\$ 117,7 direcionados apenas para o Brasil. Os investimentos no pré-sal corresponderão a 45% do volume total dos gastos de E&P no Brasil e aproximadamente

50% do montante destinado ao desenvolvimento da produção. De 2011 até 2020, espera-se que a fatia do pré-sal na produção nacional salte de 2% para 40,5% (PETROBRAS 2012 c).

O setor petroquímico receberá um aporte de US\$ 3,8 bilhões para o período do plano o qual será alocado na ampliação da produção de petroquímicos e biopolímeros através de participações societárias. Por sua vez, o segmento de gás & energia contará com US\$ 13,2 bilhões para o período do plano para, após o primeiro ciclo de investimentos em prol da consolidação da infraestrutura de transporte do gás, assegurar mercado ao gás associado à produção de petróleo, esta incrementada pela região do pré-sal.

A distribuição ficará com US\$ 3,1 bilhões para o período em questão com o intuito de incrementar a logística para acompanhar o crescimento do mercado doméstico e atender demandas legais/regulatórias. Por sua vez, o segmento de biocombustíveis receberá US\$ 4,1 bilhões, incluídos US\$ 2,8 bilhões para a subsidiária integral Petrobras Biocombustível (PBIO), US\$ 1,3 bilhão para a logística de distribuição e US\$ 1,9 bilhão no negócio etanol, onde a Petrobras almeja incrementar sua participação no mercado brasileiro. Para as áreas de Segurança, Meio Ambiente, Eficiência Energética, Saúde, Tecnologia da Informação e Telecomunicações e Pesquisa & Desenvolvimento serão investidos US\$ 11,5 bilhões.

#### **II.4.2.2 Investimentos previstos para o segmento de refino**

O segmento de Refino, Transporte e Comercialização tem investimentos previstos de US\$ 70,6 bilhões, sumariamente ilustrado na figura 2.12, tendo como principal meta equalizar a demanda esperada no mercado nacional de derivados. Desmembrando este cenário, US\$ 35,4 bilhões serão alocados na ampliação do parque de refino, US\$ 17,6 bilhões em melhoria operacional, ampliação de frota e logística e US\$ 16,9 bilhões para incrementar a qualidade de derivados e consequentemente atender a legislação local. Com estes investimentos, a Petrobras planeja aumentar sua capacidade de refino em 395 mil barris/dia no período 2011-15 e 1.065 mil barris/dia no período 2016-20.

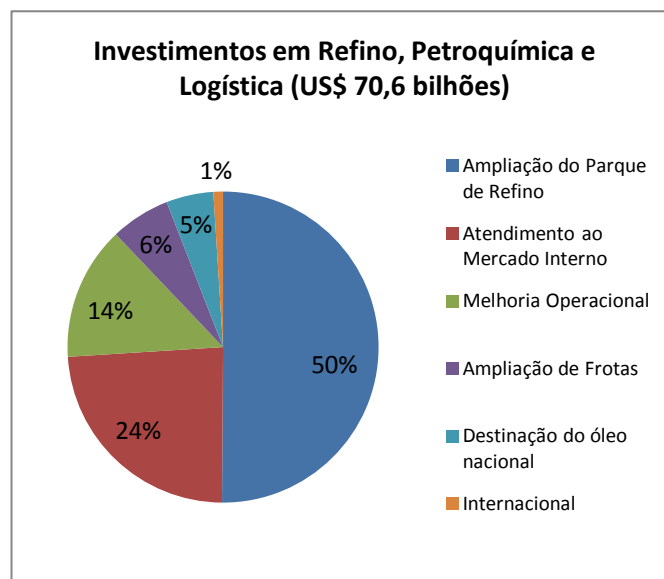


Figura 2.12: Distribuição na alocação dos investimentos previstos em Refino, Petroquímica e Logística.

Fonte: PETROBRAS (2012 c).

Segundo PETROBRAS (2012 c), sem considerar as ampliações previstas do Parque de Refino, as importações líquidas do Brasil como percentual da demanda total subiriam de 5% em 2010 para 40% em 2020, impactando em um grande descompasso na balança comercial. Assim, uma mudança importante com relação ao plano de negócios 2010-2014 é que, ao invés de priorizar a exportação de produtos com maior valor agregado, a ampliação do parque de refino visa atender a expansão da demanda doméstica.

O Plano Estratégico da Petrobras 2020 (Plano de Negócios 2011-2015) prevê a criação de mais quatro plantas: RNEST, Comperj, *Premium I* e *Premium II*. A primeira citada deve ter o início de suas operações no quarto trimestre de 2012 e deverá estar capacitada para refinar óleos pesados. O Comperj, o qual terá viés petroquímico, também ofertará derivados de petróleo tais como GLP, nafta, QAV, diesel e coque. A previsão aponta para o início da operação do primeiro e segundo módulos, respectivamente, nos terceiros trimestres de 2013 e 2018. A Refinaria Premium I, futuramente a maior do Brasil, terá início da operação de seus módulos, respectivamente, nos quartos trimestres de 2016 e 2019, ao passo que a Premium II será operacional no primeiro trimestre de 2017. Estas duas refinarias serão focadas na produção de médios, sobretudo QAV e diesel, sem unidades

produtoras de gasolina levando em consideração as expectativas dos mercados nacional e internacional (MME, 2010). Juntas, estas quatro refinarias terão capacidade de processamento de 1.460 mil barris/dia, o que equivale a praticamente 70% da capacidade atual. A tabela 2.4 sumariza a capacidade de produção de cada refinaria, assim como as partidas previstas.

Refinaria	Capacidade (mil b/d)	Partida (s)
Nordeste - Abreu e Lima	230	2012
Comperj	330	2013 e 2018
Premium I	600	2016 e 2019
Premium II	300	2017

Tabela 2.4: Capacidade de processamento e cronograma de partida das novas refinarias. Fonte: Elaboração própria a partir de MME (2010) e Petrobras (2012 c).

Comparado ao Plano de Negócios 2010-2014, houveram mudanças com relação ao início previsto de operacionalização de algumas unidades tais como a antecipação, de 2013 para 2012 para a partida da RNEST, e postecipação para os segundos módulos do Comperj e Premium I de, respectivamente, 2017 para 2018 e 2016 para 2019. A curva de aprendizagem obtida com a construção das refinarias RNEST e Comperj reduzirão o CAPEX das *Premiums*. Em suma, haverá economia de tempo, e menores necessidades de tanques de armazenamento e navios de transporte.

O crescimento da demanda verificado nas regiões Centro-Oeste, Nordeste e Norte explica a concentração dos investimentos no Nordeste, assim como incentivos fiscais combinados a restrições ambientais. Estes investimentos nas novas refinarias serão voltados para a produção de derivados de maior valor agregado comparado ao rendimento das refinarias já existentes, conforme pode ser visto na figura 2.13.

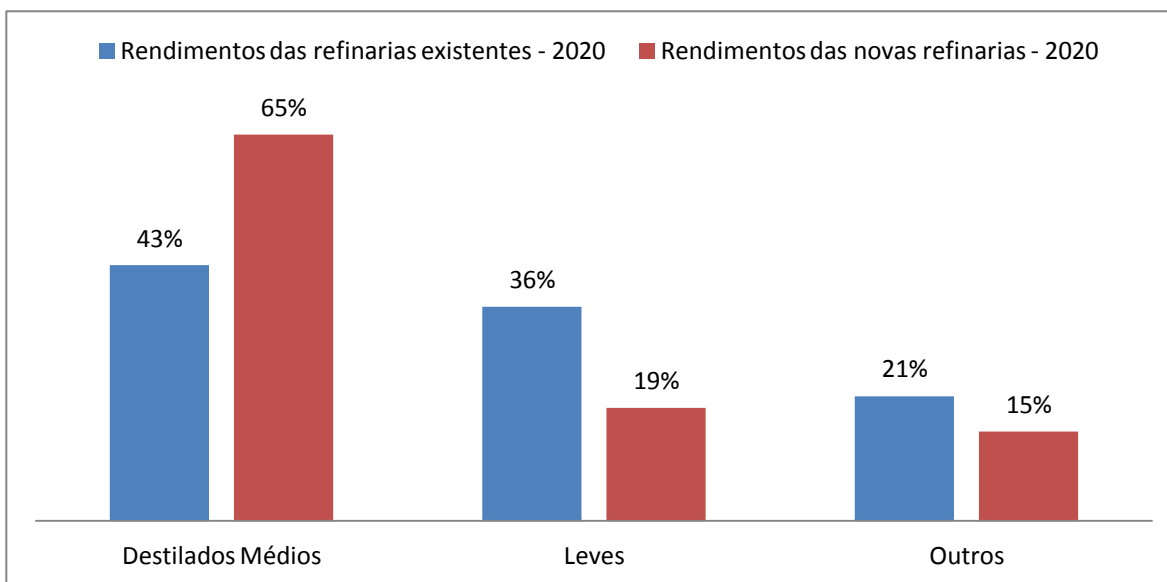


Figura 2.13: Rendimento das refinarias existentes – 2020 X Rendimento das novas refinarias - 2020. Fonte: Elaboração própria a partir de PETROBRAS (2012 c).

## **CAPÍTULO III- ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA DO NEGÓCIO REFINO**

Este capítulo final irá demonstrar como o negócio de refino e seus investimentos afetam e podem afetar a rentabilidade da Petrobras. Baseados nos resultados da companhia, índices de eficiência financeira serão aplicados para se observar os impactos econômico-financeiros do grande volume de investimento na área de abastecimento. Tomando como base os investimentos planejados pela Petrobras para os próximos anos, o perfil do seu portfólio no futuro será projetado para verificar se o perfil da empresa, embora verticalizada, terá uma alteração estrutural na sua carteira de projetos e se esta irá auferir maiores (menores) lucros. Todo este embasamento terá como cenário tudo aquilo que foi demonstrado nos capítulos anteriores tais como cenário de demanda externa, necessidade de combustíveis ecologicamente mais eficientes, o cenário projetado do Governo e sua pressão pelo abastecimento nacional além, claro, da visão da própria Petrobras a qual almeja ser umas das cinco maiores empresas integradas de energia no mundo.

O equilíbrio das atividades da empresa deve ser buscado para vislumbrar-se se a mesma apresenta viés para o atendimento de determinados grupos, em detrimento de outros. Com a análise econômico financeira da empresa, verificaremos se a atividade de refino vem apresentando resultado satisfatório para a companhia. Para isto, os custos de refino serão apresentados, além dos preços dos derivados como ferramentas práticas para a percepção desta rentabilidade. Em posse dos números, dos planos de investimentos anunciados e com as intenções de política apontadas pelo Governo, chegaremos à conclusão sobre se a Petrobras está equilibrando seus interesses com os dos agentes envolvidos.

### ***III.1 O desempenho da atividade de abastecimento no Balanço da Petrobras***

Esta seção apresentará a rentabilidade do negócio de refino, o qual está incluído no resultado da Petrobras através do segmento de abastecimento. Para isto serão apresentados, e comparados, os resultados desde 2006 para que tenhamos um contexto político-

econômico relativamente homogêneo, e para que fatores como inflação e câmbio não deixem muito distorcidos os números. Além disto, alguns dados importantes como evolução do custo de refino (Brasil) são disponibilizados pela companhia apenas a partir deste período. Como análise estratégica, a área de abastecimento (sobretudo refino) será comparada com a área de exploração e produção simplesmente por corresponderem como as principais atividades dentro do CAPEX da Petrobras.

Não necessariamente a atividade *downstream* em si é deficitária, mas comumente este segmento da cadeia apresenta menor rentabilidade comparado a outras atividades da indústria. A questão central que cerca a atividade da Petrobras é a sua peculiaridade em ter que por um lado satisfazer aos clamores do Governo pelo abastecimento e alinhamento com o sistema de metas de inflação, dado que os combustíveis representam grande fatia dos índices de preços. Em contrapartida, os acionistas da empresa esperam que a mesma aloque seus recursos onde seja maior a rentabilidade. Vale a pena mencionar que a Petrobras possui uma das maiores carteiras de projetos do mundo, e para a execução destes é necessária uma alocação eficiente dos recursos em prol dos projetos mais rentáveis.

### **III.1.1 Evolução da rentabilidade consolidada**

Os últimos resultados da Petrobras foram utilizados para a comparação da evolução de sua rentabilidade por segmento de negócio. Entretanto, deve ser frisado que foram utilizados apenas alguns índices, sem uma maior profundidade com relação aos conceitos contábeis. Apenas indicadores básicos e de fácil assimilação, apresentados na tabela 3.1, foram utilizados os quais servirão como ferramentas de auxílio na conclusão deste projeto.

<b>Indicador</b>	<b>Conceito</b>
Receita Operacional Líquida	Parte da receita que ficará para empresa cobrir seus custos e despesas e para gerar lucro.
EBITDA	Medida de performance operacional, que considera as receitas operacionais líquidas, menos os custos e as despesas operacionais,

	exceto as depreciações e amortizações.
Lucro Líquido	Resultado do exercício após computar a totalidade das receitas de vendas, a dedução dos custos dos produtos, mercadorias ou serviços vendidos, a dedução das despesas operacionais, as receitas e despesas financeiras em geral, o resultado de equivalência patrimonial, as receitas e despesas eventuais, o imposto de renda, a contribuição social e as participações. Portanto, o lucro líquido é a parcela do resultado que sobrou para os acionistas.
Patrimônio Líquido	Parte da empresa que pertence aos seus proprietários.
Margem EBITDA	(EBITDA/Receita Operacional Líquida). Mede a eficiência operacional da empresa considerando o volume de sua receita operacional líquida.
EBITDA/ Despesa Financeira Líquida	Cede uma estimativa de quanto do fluxo de caixa operacional é necessário para cobrir as despesas financeiras. Quanto mais alto o índice, maior é a capacidade da companhia de saldar suas obrigações financeiras.
Dívida Líquida/ EBITDA	Medida da alavancagem financeira da companhia. Indica o número de anos de fluxo de caixa requeridos para pagar todas as dívidas da companhia.
Lucro Líquido/ PL	Indica quanto a empresa teve de lucro para cada unidade monetária de Capital Próprio investido.

Tabela 3.1: Conceituação de indicadores e índices contábeis. Fonte: DA SILVA, 2008.



A tabela 3.2 apresenta alguns indicadores relevantes referentes aos resultados apresentados pela Petrobras desde 2006.

<b>Indicadores Petrobras (R\$ MM)</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>
<i>Receita Operacional Líquida</i>	158.239	170.577	215.118	182.710	211.842	244.176
<i>EBITDA</i>	50.864	50.275	57.170	58.960	59.391	62.246
<i>Lucro Líquido</i>	25.919	21.512	32.988	28.982	35.189	33.313
<i>Patrimônio Líquido</i>	97.531	113.854	138.365	159.464	309.828	332.224
<i>Margem EBITDA</i>	32,14%	29,47%	26,58%	32,27%	28,04%	25,49%
<i>EBITDA/ Desp. Fin. Líquida</i>	38,83X	61,32X	81,8X	21,46X	n/a	n/a
<i>Dívida Líquida/ EBITDA</i>	0,31X	0,51X	0,83X	1,24X	1,02X	1,66X
<i>Lucro Líquido/PL</i>	26,58%	18,89%	23,84%	18,17%	11,36%	10,03%

Tabela 3.2: Evolução indicadores do Balanço da Petrobras . Fonte: Petrobras (2012 b).

Diante dos dados avaliados, constatou-se que a empresa permaneceu exibindo uma favorável condição econômico-financeira. Os números consolidados até Dezembro/2011, ilustram positivas margens e geração de recursos que, *a priori*, continuam suprimindo os encargos financeiros decorrentes de sua alavancagem financeira, inclusive, mostrando moderada relação Dívida Líquida/EBITDA de 1,66X. Com relação aos itens apresentados, deve ser esclarecido que a relação Lucro Líquido / Patrimônio Líquido foi afetada pela capitalização da empresa em Setembro de 2010.

Para os próximos exercícios, pondera-se ainda as incertezas mercadológicas atuais que cercam a economia global e que um eventual agravamento da crise da dívida dos países europeus pode impactar diretamente no preço do petróleo e consequentemente nos resultados e projetos da petroleira. Também devem ser levados em consideração possíveis ruídos políticos, em especial provenientes dos países do Oriente Médio, os quais podem afetar a dinâmica de oferta mundial de petróleo.

### III.1.2 Análise comparativa do retorno propiciado entre os segmentos de Exploração e Produção e Abastecimento

Não há, grosso modo, uma maneira muito “revolucionária” de realizar a atividade de refino. Entretanto, o segmento de exploração e produção (E&P) pode alcançar uma produtividade maior, em parte, através do aumento no estoque de capital, à experiência acumulada ao longo dos anos e o acesso a poços mais produtivos. (FANTINE, ALVIM & DIMANDE, 2009).

Os investimentos direcionados às atividades à montante (E & P) têm sido superiores aos destinados aos demais setores. Na verdade, a estratégia para o segmento à jusante da cadeia petrolífera tem sido acompanhar e apoiar o planejamento estratégico para o segmento à montante, conforme se observa no aumento da carga de crus nacionais, mais pesados, processados e no aumento da sofisticação das refinarias para estarem aptas a estes tipos de óleos. (TAVARES, 2005).

No geral, preços compensadores e as perspectivas geológicas existentes para as descobertas são os principais propulsores dos investimentos para o segmento de E&P. O movimento ilustrado pela figura 3.1 aponta para uma correlação direta e positiva entre estas duas variáveis: se o preço do petróleo sobe, o incremento na atividade de exploração e produção ocorre pois as empresas dispõem de recursos e há perspectivas otimistas para auferir lucros dos investimentos.

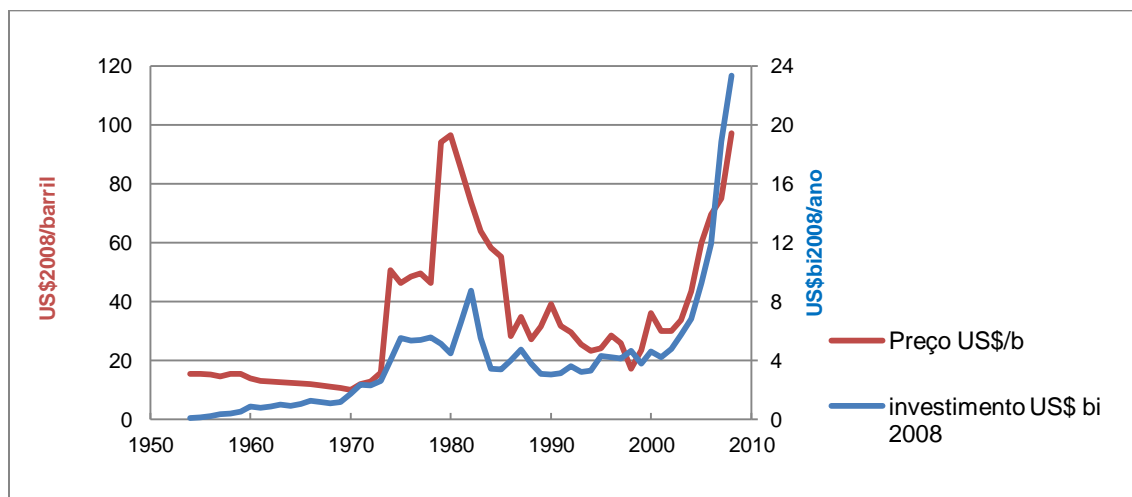


Figura 3.1: Evolução dos investimentos da Petrobras versus preços do petróleo . Fonte: FANTINE, ALVIM & DIMANDE, 2009.

Entretanto, mesmo em períodos onde a cotação do petróleo está em baixa, há possibilidades de investimento por parte das companhias uma vez que o aumento dos dispêndios em exploração e produção em um determinado período só acarretará em um incremento na produção em cerca de três anos.

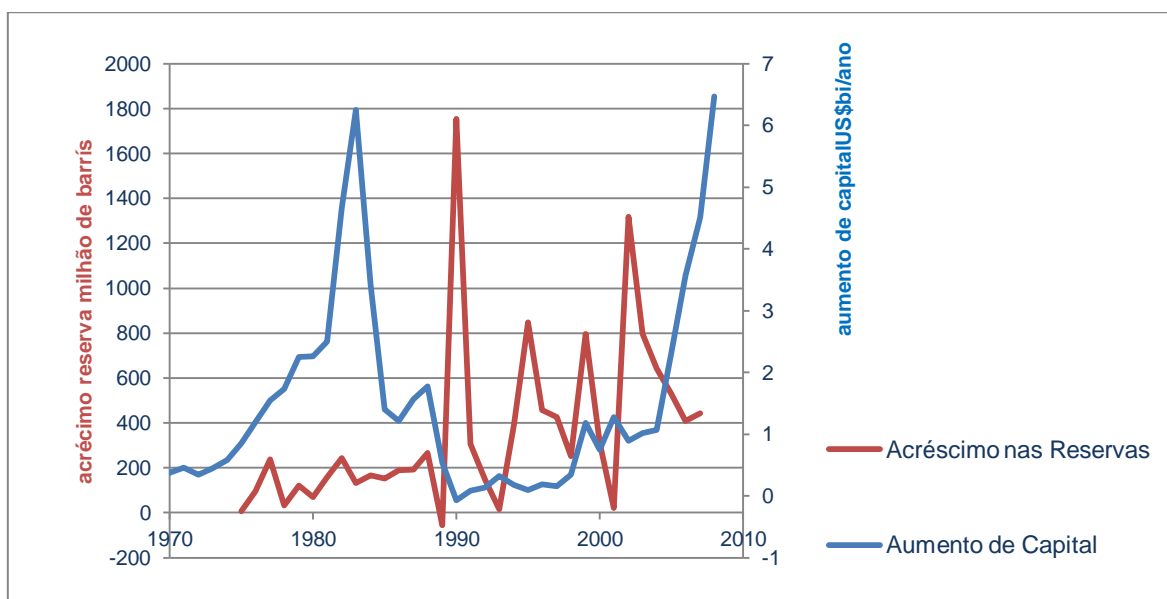


Figura 3.2: Evolução dos investimentos efetivos da Petrobras em E&P *versus* aumento de reservas . Fonte: FANTINE, ALVIM & DIMANDE, 2009.

Com respeito ao negócio de E&P da Petrobras, a evolução das receitas e das despesas, de 2006 até 2011, apresentada para os segmentos de exploração e produção e abastecimento, respectivamente, estão ilustradas nas tabelas 3.3 e 3.4.

<b>Indicadores E &amp; P (R\$ MM)</b>	<u>2006</u>	<u>2007</u>	<u>2008</u>	<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>2011</u>
<i>Rec. Operacional Líquida</i>	77.764	81.093	106.225	76.183	95.451	124.028
<i>EBITDA</i>	39.247	48.316	57.833	38.197	53.793	72.483
<i>Lucro Líquido</i>	24.728	26.828	37.615	19.599	29.558	40.575
<i>Ativo Total</i>	77.642	89.256	116.174	129.981	227.601	264.701
<i>Margem EBITDA</i>	50,47%	59,58%	54,44%	50,14%	56,36%	58,44%
<i>Lucro Líquido/AT</i>	31,85%	30,06%	32,38%	15,08%	12,99%	15,33%

Tabela 3.3: Evolução indicadores do Balanço da Petrobras, segmento de Exploração e Produção . Fonte: Petrobras (2012 b).

<b>Indicadores Abastecimento (R\$ MM)</b>	<u>2006</u>	<u>2007</u>	<u>2008</u>	<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>2011</u>
<i>Rec. Operacional Líquida</i>	125.744	133.150	173.177	146.768	172.244	198.516
<i>EBITDA</i>	9.553	10.827	-4.595	23.075	7.265	-11.941
<i>Lucro Líquido</i>	6.091	5.909	-3.608	13.333	3.796	-9.970
<i>Ativo Total</i>	42.917	55.253	64.782	87.122	117.493	158.185
<i>Margem EBITDA</i>	7,60%	8,13%	-2,65%	15,72%	4,22%	-6,02%
<i>Lucro Líquido/AT</i>	14,19%	10,69%	-5,57%	15,30%	3,23%	-6,30%

Tabela 3.4: Evolução indicadores do Balanço da Petrobras, segmento de Abastecimento . Fonte: Petrobras (2012 b).

Apesar da receita operacional líquida sempre superior ao segmento de E & P, para o período analisado, a área de Abastecimento apresentou uma rentabilidade inferior para todos os anos da série, conforme figuras 3.3 e 3.4.

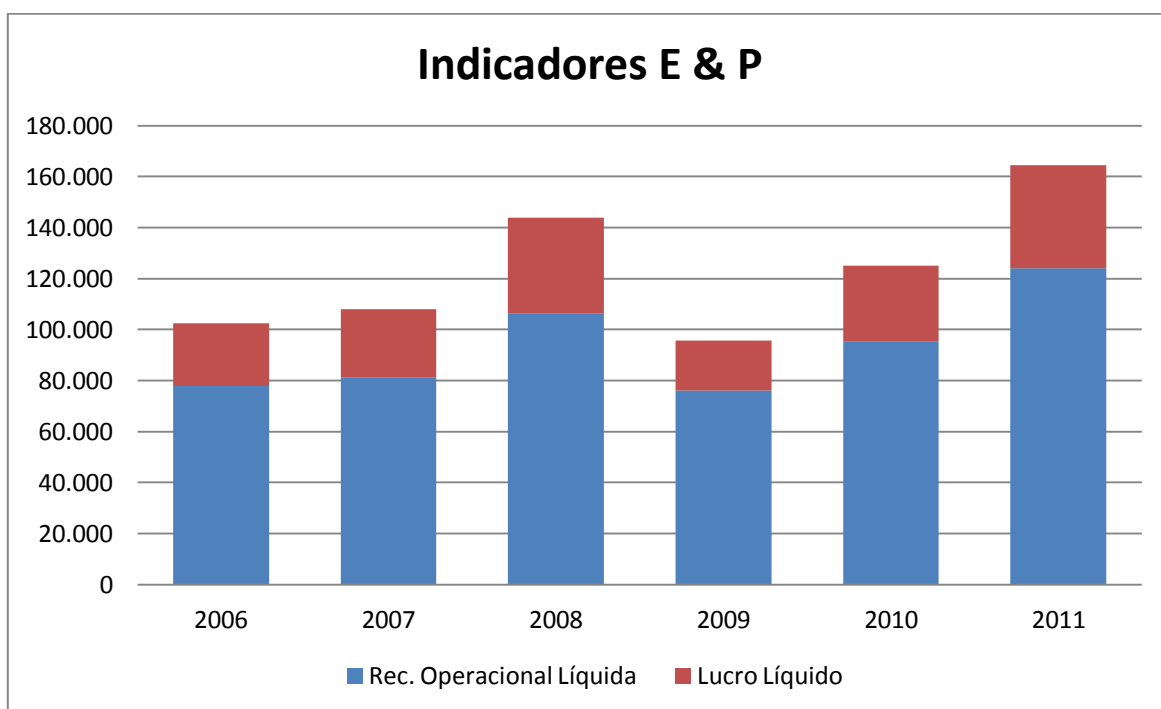


Figura 3.3: Evolução da relação Receita Operacional Líquida X Lucro líquido entre os anos de 2006 e 2011 para o segmento de E & P (R\$ MM). Fonte: Petrobras (2012 b).

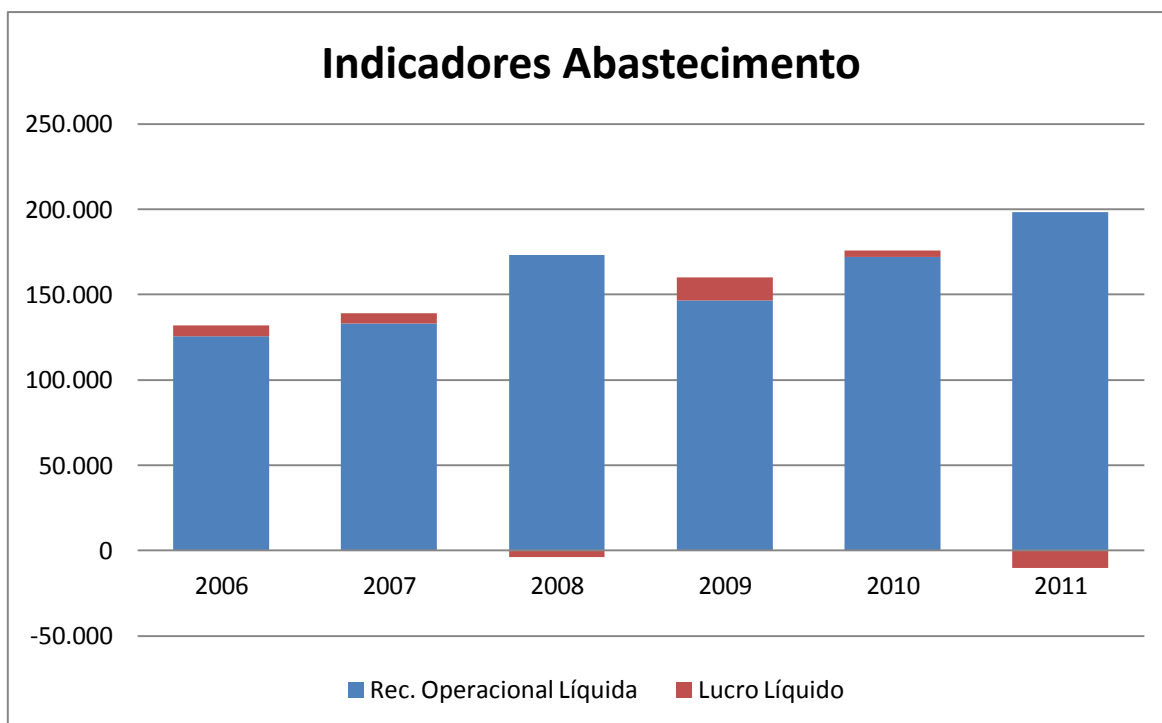


Figura 3.4: Evolução da relação Receita Operacional Líquida X Lucro líquido entre os anos de 2006 e 2011 para o segmento de Abastecimento (R\$ MM). Fonte: Petrobras (2012 b).

Entretanto, deve ser mencionado que o *downstream* opera com maiores custos, em especial àqueles relacionados à aquisição de matéria-prima (petróleo) e importação de derivados. Em especial quanto ao ano de 2011, a quebra da safra de cana-de-açúcar, a qual reduziu a produção de etanol, aliada ao grande aumento nas vendas de veículos no país, fez com que o consumo de gasolina e diesel tivesse um *boom*.

Se antes o Brasil era um exportador líquido de gasolina e importador líquido de óleo diesel, em 2011 o país mostrou-se dependente da oferta externa de ambos os combustíveis. No último ano, o dispêndio líquido com a importação de apenas esses dois derivados do petróleo resultou em pouco mais de US\$ 8 bi, sendo aproximadamente de US\$ 7 bi a parcela do diesel, e de US\$ 1 bi, a da gasolina (COLOMER & TAVARES, 2012).

A fim de suportar a demanda, a Petrobras teve de incorrer em importações maiores destes últimos derivados citados, e petróleo para processamento nas refinarias. Em consonância com este cenário, as exportações de petróleo, fonte de receitas, foram

reduzidas e uma formação de estoque de óleo bruto foi feita tendo em vista as paradas para manutenção em dutos de óleo previstas para 2012.

A margem EBITDA do segmento de abastecimento apresentou níveis percentuais bem inferiores comparados aos da área de exploração e produção. Contudo, é inconcebível que a Petrobras aloque praticamente todos os seus investimentos para a área mais rentável, e deixe de modernizar o parque de refino brasileiro e investir em outras áreas. Caso as refinarias não estejam preparadas para suportar o crescimento da demanda, ou ocorram choques na oferta, os custos incorridos em importações de derivados e óleo bruto podem comprometer gravemente os resultados da companhia.

Vale a pena verificar o aumento dos ativos dos dois segmentos, sobretudo a partir dos resultados referentes ao exercício de 2010, o ano de maior capitalização da companhia. Apesar do crescimento considerável para o segmento de abastecimento, em termos absolutos e percentuais, a área de exploração e produção cresceu absolutamente sua carteira de ativos, reflexo direto do aporte de recursos para rentabilizar a região do pré-sal a qual possui grande complexidade tecnológica para recuperação de suas reservas.

### ***III.2 Estratégia empresarial e expectativa dos acionistas versus política do Governo***

De acordo com BLOOMBERG (2012), a ação preferencial da Petrobras (PETR4), de 30/03/2011 até 30/03/2012, ou seja, no transcorrer de um ano, teve uma desvalorização de 15,08%. A interpretação de analistas e investidores é de que há uma forte interferência política na empresa, a qual está se refletindo no balanço e nas demonstrações da companhia. A concepção geral é de que há uma exagerada alocação de recursos para o *downstream*, e um esforço para o não reajuste do preço da gasolina e do diesel, o que deteriora o resultado da empresa, mas alivia os efeitos inflacionários, em linha com a política monetária do Governo. Como exemplo, os aumentos de preço de 2 e 10% para o diesel e a gasolina, respectivamente, verificados em Outubro de 2011, não estavam visando

simplesmente um maior ganho da companhia, e sim estavam condicionados à redução da CIDE.<sup>23</sup>

Conforme ilustrado pela figura 3.5, o custo de refino no Brasil, medido através de dólares por barril, vem apresentando um crescimento elevado nos últimos cinco anos. Comparando-se o primeiro trimestre de 2006, base da série, com o primeiro trimestre de 2011, o crescimento do custo foi de 238%. Em termos nominais, o custo de refino pulou de US\$ 1,90/barril (1T06) para US\$ 4,53/barril (1T11) (PETROBRAS, 2012 b).

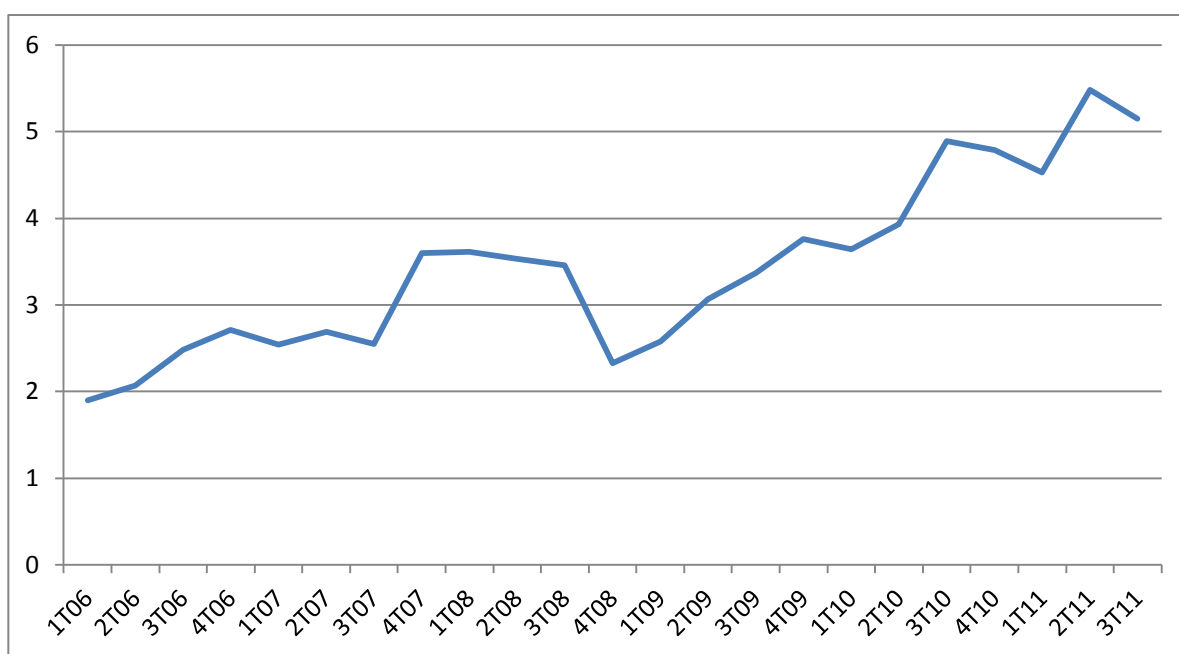


Figura 3.5: Custo de Refino – Brasil (US\$/ Barril). Fonte: Elaboração própria a partir de PETROBRAS (2012 b).

Por outro lado, enquanto que nos últimos dez anos as demandas por gasolina e óleo diesel cresceram, respectivamente, 32 e 40%, a produção teve acréscimos de 26 e 37% para os derivados citados, nesta ordem. Conforme é demonstrado na tabela 3.5, o preço médio

<sup>23</sup> As Contribuições de Intervenção no Domínio Econômico (CIDE) são tributos brasileiros do tipo contribuição especial de competência exclusiva da União previstos no Art. 149 da CF. São tributos de natureza extrafiscal e de arrecadação vinculada. A CIDE combustíveis foi criada pela Lei nº 10.336, de 19 de dezembro de 2001, na gestão do presidente Fernando Henrique Cardoso. É incidente sobre a importação e a comercialização de gasolina, diesel e respectivas correntes, querosene de aviação e derivados, óleos combustíveis (fuel-oil), gás liquefeito de petróleo (GLP), inclusive o derivado de gás natural e de nafta, e álcool etílico combustível (RECEITA FEDERAL, 2012).

da gasolina C e do óleo diesel teve pouca variação entre 2001 e 2010, em especial nos últimos cinco anos deste período, quando o preço da gasolina evoluiu 1,01% e o do óleo diesel 7,49%.

	Preço médio da gasolina C e do Óleo Diesel ao consumidor (R\$/litro)									
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Brasil - Gasolina C	1,741	1,735	2,072	2,082	2,312	2,541	2,504	2,501	2,502	2,567
Brasil - Óleo Diesel	0,876	1,041	1,452	1,471	1,731	1,864	1,858	2,018	2,042	2,003

Tabela 3.5: Evolução do preço médio da gasolina C e do Óleo Diesel ao consumidor. Fonte: ANP (2011).

Esta caracterização de poucos reajustes de preços reforçam a tese quanto ao poder decisório que o Governo está tendo no *trade off* entre “maior controle da inflação” versus “política racional de preços de combustíveis”, com a balança, nos últimos anos, pendendo para o primeiro lado citado. Logo, o segundo objetivo poderia ser menosprezado, dado que as consequências de uma política de preços desalinhados não seriam tão nefastas como outrora. Entretanto, o não alinhamento dos preços dos combustíveis domésticos com o mercado internacional tem o mesmo poder destrutivo para a economia nacional e para o setor energético que sempre teve (ALMEIDA, 2012). A fim de atender a demanda interna em 2011, houve um aumento de 22% nas importações de petróleo e derivados. No entanto, não houve um repasse do aumento dos preços internacionais para o mercado doméstico. Assim sendo, em 2011, verificou-se uma defasagem média real de para a gasolina de 15% e, para o diesel, de 16% (COLOMER & TAVARES, 2012).

A lógica da Petrobras para manter estes derivados com preços em patamares reduzidos tem um raciocínio básico: aumento da oferta no médio/longo prazo, acompanhada de uma queda de preços. Para o caso do diesel, as refinarias projetadas, em especial as *Premiums*, planejam um grande aumento na produção deste derivado. Pela ótica da gasolina, é esperado um cenário de desaceleração econômica das economias desenvolvidas e maior crescimento dos emergentes. Paralelo à isto, o maior uso de energias alternativas e maior eficiência energética dos veículos devem dar sinais de freio à demanda.

Entretanto, a Petrobras está justificando um determinado tipo de atitude apenas focando possíveis contornos no futuro. Dado que trata-se de uma empresa com capital



aberto em Bolsa, e que deve satisfação e busca de rentabilidade aos seus acionistas, o tratamento de recuperação do resultado também dever-se-ia ser tratado no curto prazo.

O problema da defasagem de preços dos derivados, em especial gasolina e diesel, está sendo contornado pela grande esforço para readequação do parque de refino brasileiro. No entanto, o novo perfil da produção pleiteado desenhou um novo cenário para a curva de custos de refino, ascendente, conforme ilustrado anteriormente. Ou seja, caso a política tenha grande interferência no papel decisório da companhia, a mesma terá recorrentes prejuízos, em especial no segmento de abastecimento, pois o aumento de custos de produção, somado ao aumento na demanda, não está refletindo no aumento de preços dos combustíveis. Este fator gera ruídos no mercado, afugenta investidores e deixa o capital da companhia fragilizado e desvalorizado.

## CONCLUSÃO

A Petrobras está deparada com um cenário onde determinadas estratégias podem interferir diretamente no mau funcionamento de outras. O contexto atual da demanda, tanto internacional quanto nacional, deixa evidente a necessidade de maiores investimentos no parque de refino brasileiro. A produção gerada de derivados, neste caso, poderia ser absorvida tanto pelo mercado doméstico quanto pelo mercado externo.

Por outro lado, o processamento de óleos mais pesados e a necessidade de derivados dentro das especificações necessitam de unidades de conversão condizentes. Ou seja, a fim de se obter um percentual de pureza e eficiência nos derivados, através de óleos pesados, gastos com mais equipamentos devem ser incorridos pela companhia responsável pela operacionalização.

O Governo, como agente público, tem interesses sobre as suas áreas de atuação que, neste caso, recaem sobre a política energética, e possíveis desdobramentos sobre a política monetária. Quanto à primeira política, é de total interesse o abastecimento energético do país a fim de impulsionar o crescimento e o desenvolvimento social. Em paralelo, baseado no Sistema de Metas de Inflação, o Governo almeja um determinado patamar para o crescimento dos preços. Esta taxa de inflação é auferida por índices nos quais têm grande peso o preço dos combustíveis. Assim, um aumento no preço dos combustíveis levaria à uma pressão inflacionária, o que dificultaria o alcance do centro da meta e consequentemente a execução da política monetária.

Conforme demonstrando ao longo do trabalho, o segmento de refino apresenta uma baixa rentabilidade em comparação com outros elementos da cadeia de óleo e gás, em especial o segmento de exploração e produção. Os custos de refino vêm apresentando uma trajetória crescente, o que gera uma redução da lucratividade da atividade. Os acionistas, os quais buscam auferir lucros, esperam que a empresa repasse esse aumento de custos para os preços dos derivados comercializados.

Portanto, a Petrobras está em meio a um *trade off* : por um lado deve respeitar os interesses empresariais e dos acionistas de buscar maior rentabilidade para a empresa, e por outro lado deve atender às necessidades de abastecimento pretendidas pelo Governo. O grande desafio não é escolher absolutamente por um dos caminhos, e sim contrabalança-los pois cada agente interessado tem questões sensíveis. Por um lado, a insatisfação dos acionistas com um resultado aquém do esperado reflete-se na cotação das ações as quais deterioram o valor de mercado da companhia. Na contramão, um alinhamento com o Governo Federal, também proprietário de parte da empresa, é fundamental para a boa gerência de uma das maiores empresas do país.

Neste sentido, a Petrobras deve buscar por uma maior rentabilidade do seu negócio sem ser influenciada em demasia por pressões políticas, evitando a ocorrência dos casos extremos de descrédito político, ou rentabilidade inferior à esperada. A estratégia da companhia deve englobar o curto, médio e longo prazos, a fim de garantir a rentabilidade e sobrevivência da mesma. O reajuste de preços deve ser realizado conforme as margens da companhia são pressionadas e o atendimento do mercado interno deve ser mensurado corretamente, sem exageros, para que não haja oferta excedente de derivados. Assim, o CAPEX da companhia será alocado de forma mais eficiente e gerará maior retorno aos seus acionistas. Sem a influência de atitudes que visam única e exclusivamente a garantia das metas inflacionárias e de suprimento traçadas pelo Governo, o equilíbrio de interesses deve ser mensurado corretamente pela empresa. O equilíbrio desta “balança” será fundamental para a Petrobras conquistar o prestígio, tanto de Governo quanto de seus acionistas, valorizando seu poder de mercado, imagem e, conseqüentemente, consolidando-se como uma das maiores empresas energéticas integradas do mundo.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, E.L.F.. **Dinâmica Tecnológica das Indústrias Energéticas**. Apostila Didática. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 2002. P. 25-42  
Disponível em: <[http://www.ie.ufrj.br/hpp/intranet/pdfs/apost\\_petroleo.pdf](http://www.ie.ufrj.br/hpp/intranet/pdfs/apost_petroleo.pdf)>. Acesso em: 15 jan 2012.

ALMEIDA, E.L.F.. **A indústria de gás natural no Brasil: os desafios para o novo Governo.**, 2010.  
Disponível em: <http://infopetro.wordpress.com/2010/08/16/industria-de-gas-natural-no-brasil-os-desafios-para-o-novo-governo/>>. Acesso em: 15 fev 2012.

ALMEIDA, E.L.F.. **Pré-sal: um obstáculo para as energias renováveis?**, 2011.  
Disponível em: <<http://infopetro.wordpress.com/2011/11/28/pre-sal-um-obstaculo-para-as-energias-renovaveis/>>. Acesso em: 28 dez 2011.

ALMEIDA, E.L.F.. **A encruzilhada da política de precificação dos combustíveis no Brasil**, 2012.  
Disponível em: <<http://infopetro.wordpress.com/2012/03/05/a-encruzilhada-da-politica-de-precificacao-dos-combustiveis-no-brasil/>>. Acesso: em 08 mar 2012.

ALVEAL, C. **Os desbravadores. A Petrobras e a construção industrial do Brasil**. Rio de Janeiro: Relume-Dumará/Anpocs, 1994.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural 2011**. Rio de Janeiro: ANP, 2011.  
Disponível em: <<http://www.anp.com.br>>. Acesso em: 23 set. 2011.

AVILA, Pedro. **O refino de óleos pesados na produção de diesel e seu impacto no diferencial leve-pesado dos preços do petróleo**. Revista Petro & Química, São Paulo, Ano XXXIV-nº337, p. 32-36, ago. 2011.

BLEASDANE, David. **Refining financing challenges**. CITAC Africa LLP. Apresentação. Cairo: UNEP North Africa & Middle East Clear Air Policy Forum , 2010.  
Disponível em: <[http://www.unep.org/transport/pcf/PDF/Cairo\\_CITAC.pdf](http://www.unep.org/transport/pcf/PDF/Cairo_CITAC.pdf)>. Acesso em: 22 jan 2012.

BLOOMBERG. Site oficial. **Markets.** , 2012.  
Disponível em: <<http://www.bloomberg.com/quote/PETR4:BZ>>. Acesso em: 30 mar 2012.

BRASIL ENERGIA. **Especial: Revolução em Santos**. Revista Brasil Energia, Rio de Janeiro, Ano 30-nº337, p. 84-112, jun. 2011.

BRASIL ENERGY. **How to refine...water**. Revista Brasil Energy, Rio de Janeiro, nº337, p. 29-31, dec. 2011.

BRITISH PETROLEUM. **Statistical Review of World Energy June 2011**. Londres: BRITISH PETROLEUM, 2011.

Disponível em: <<http://www.bp.com>>. Acesso em: 15 jul. 2011.

CANELAS, André. **Investimentos em Exploração e Produção após a abertura da indústria petrolífera no Brasil: Impactos Econômicos**. Monografia de bacharelado. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 2004. P. 28-31.

CME Group. **Light, sweet crude oil**., 2012.

Disponível em: <[http://www.cmegroup.com/trading/energy/crude-oil/light-sweet-crude\\_contract\\_specifications.html](http://www.cmegroup.com/trading/energy/crude-oil/light-sweet-crude_contract_specifications.html)>. Acesso em: 14 jan 2012.

COLOMER, M. & TAVARES A.. **Expansão do parque de refino brasileiro: uma caminhada para a real autossuficiência**., 2012.

Disponível em: <<http://infopetro.wordpress.com/2012/03/12/expansao-do-parque-de-refino-brasileiro-uma-caminhada-para-a-real-autossuficiencia/>>. Acesso em: 13 mar 2012.

DA SILVA, José Pereira. **Gestão e análise de risco de crédito**. 6ª Edição. São Paulo: Editora Atlas S.A., 2008. P. 150-1280.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Crude oil prices and key geopolitical and economic events**. , 2012.

Disponível em: <[http://www.eia.gov/finance/markets/spot\\_prices.cfm](http://www.eia.gov/finance/markets/spot_prices.cfm)>. Acesso em: 14 jan 2012.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **World oil prices move together due to arbitrage**. , 2012.

Disponível em: <[http://www.eia.gov/finance/markets/spot\\_prices.cfm](http://www.eia.gov/finance/markets/spot_prices.cfm)>. Acesso em: 14 jan 2012.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Distillate yields at U.S. refineries are rising**. , 2012.

Disponível em: <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=4590>>. Acesso em: 20 jan 2012.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **How dependent are we on foreign oil?** , 2011.

Disponível em: <[http://www.eia.gov/energy\\_in\\_brief/foreign\\_oil\\_dependence.cfm](http://www.eia.gov/energy_in_brief/foreign_oil_dependence.cfm)>.  
Acesso em: 22 jan 2012.

FANTINE, J., ALVIM C.F. & DIMANDE C.D... **A Produtividade de Capital na Área de Petróleo no Brasil e na Petrobras.**, 2009.

Disponível em: [http://ecen.com/eee74/eee74p/produtividade\\_de\\_capital\\_na\\_area\\_de\\_petroleo\\_no\\_brasil\\_e\\_na\\_petrobras.html](http://ecen.com/eee74/eee74p/produtividade_de_capital_na_area_de_petroleo_no_brasil_e_na_petrobras.html) >. Acesso em: 02 mar 2012.

FAVENNEC, Jean-Pierre. **Refinery Operation and Management**. Paris: Editora Editions Technip, 2001.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Statistics for 2009 – People’s Republic of China**. Paris: INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2009.

Disponível em: <[http://www.iea.org/country/n\\_country.asp?COUNTRY\\_CODE=CN](http://www.iea.org/country/n_country.asp?COUNTRY_CODE=CN)>  
Acesso em: 22 jan. 2012.

KIMURA, R.M.. **Indústria Brasileira de Petróleo: uma análise da cadeia de valor agregado**. Monografia de bacharelado. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 2005. P. 35-46

LOSEKANN, L. & DE CASTRO G.R.. **Automóveis flex fuel: entendendo a escolha de combustível.**, 2011.

Disponível em: <<http://infopetro.wordpress.com/2011/03/21/automoveis-flexfuel-entendendo-a-escolha-de-combustivel/#more-1753>>. Acesso em: 15 fev 2012.

MARTINS, C.A.. **Introdução da Concorrência e Barreiras à Entrada na Atividade de Refino de Petróleo no Brasil**. Dissertação de Mestrado. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 2003.

MASSERON, Jean. **Petroleum Economics**. Paris: Editora Editions Technip, 1990. P. 3-129.

MME. Ministério de Minas e Energia. **Plano Nacional de Energia - PNE 2030**. Rio de Janeiro: EPE, 2007.

MME. Ministério de Minas e Energia. **Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2020**. Rio de Janeiro: EPE, 2010.

MME. Ministério de Minas e Energia. **Balanco Energético Nacional 2011: ano base 2010**. Rio de Janeiro: EPE, 2011.

Disponível em: <[https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio\\_Final\\_BEN\\_2011.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2011.pdf)>.  
Acesso em: 15 jan 2012.

OIL AND GAS JOURNAL. **Middle East set to eclipse Asia in refining capacity growth**, 2011.

Disponível em: <<http://www.ogj.com/articles/2011/10/middle-east-set-to-eclipse-asia-in-refining-capacity-growth.html>>. Acesso em: 17 jan 2012.

OIL AND GAS JOURNAL. **Ill-conceived rules could harm US refining, API officials warn**, 2012.

Disponível em: <http://www.ogj.com/articles/2012/01/ill-conceived-rules-could-harm-us-refining-api-officials-warn.html>>. Acesso em: 22 jan 2012.

PETROBRAS. Site oficial da companhia. **Nossa história**.

Disponível em: <<http://petrobras.com.br/pt/quem-somos/nossa-historia/>>. Acesso em: 15 fev 2012.

PETROBRAS. Site oficial da companhia. **Relacionamento com investidores**.

Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/ri/Default.aspx>>. Acesso em: 15 fev 2012.

PETROBRAS. Site oficial da companhia. **Plano de Negócios 2011-2015**. Disponível em :

<[http://www.petrobras.com.br/ri/ListSemData.aspx?id\\_canal=6R3duQm+/zsORaPPiwfNQg==&id\\_canalpai=zJGXTN3TSQxyagTLortuQQ==](http://www.petrobras.com.br/ri/ListSemData.aspx?id_canal=6R3duQm+/zsORaPPiwfNQg==&id_canalpai=zJGXTN3TSQxyagTLortuQQ==)>. Acesso em: 15 fev 2012.

PETRO&QUÍMICA. **Um novo parque de refino em construção**. Revista Petro & Química, São Paulo, Ano XXXIV-nº337, p. 14-31, ago. 2011.

PETROLEUM ECONOMIST. **Refining sees an upturn**, 2011.

Disponível em: <<http://www.petroleum-economist.com/Article/2877809/Refining-sees-an-upturn.html>>. Acesso em: 15 jan 2012.

PETROLEUM ECONOMIST. **Ambitious Iraqi refining plans needs huge investments**, 2011.

Disponível em: <<http://www.petroleum-economist.com/Article/2898066/Downstream/Ambitious-Iraqi-refining-plan-needs-huge-investment.html>>. Acesso em: 22 jan 2012.

PETROLEUM ECONOMIST. **Refining margins dive as recession kicks in**, 2009.

Disponível em: <<http://www.petroleum-economist.com/Article/2731561/Refining-margins-dive-as-recession-kicks-in.html>>. Acesso em: 16 jan 2012.

PINOTTI, R. & DELGAUDIO C.. **Hidrorefino e enxofre no parque de refino de petróleo brasileiro: evolução e perspectivas**. Revista Petro & Química, São Paulo, Ano XXXIV-nº337, p. 50-53, ago. 2011.

PINTO JR., Helder Queiroz (org.). **Economia da Energia**. 1ª Edição. Rio de Janeiro: Editora Elsevier, 2007. P. 1-127.

PONZONI, Letícia Kayoco. **Capacitação tecnológica e inovação na indústria de refino de petróleo no Brasil: o caso Petrobras**. Dissertação de Mestrado. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 2009.

QUEIROZ H. & RODRIGUES J.. **Energia e o transporte automotivo: como contornar a dieselização?**, 2010.

Disponível em: <<http://infopetro.wordpress.com/2010/12/06/energia-e-o-transporte-automotivo-como-contornar-a-dieselizacao/#more-1360>>. Acesso em: 15 fev 2012.

RECEITA FEDERAL. Site oficial da Receita Federal. **DCide (Lei nº10.336, de 19/12/2001)**.

Disponível em: <<http://www.receita.fazenda.gov.br/pessoajuridica/cidecomb/default.htm>>. Acesso em: 30 mar 2012.

REFINARIA DE PETRÓLEO RIOGRANDENSE. **Produtos**. Rio Grande: Refinaria de Petróleo Riograndense, 2011.

Disponível em: <http://www.refinariariograndense.com.br/refinaria/Pages/produtos/produtos/produtos.aspx> >. Acesso em: 11 fev. 2012.

SANTOS, A.R.. **A geração de Coque de Petróleo Devido ao Processamento de Petróleos Pesados e o Seu Uso na Produção de Clínquer de Cimento Portland**. Tese de Doutorado. Itajubá: IEM/UNIFEI, 2007.

SINDICOM. Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras de Combustíveis e Lubrificantes, **Vendas de Combustíveis pelas associadas do Sindicom e Mercado ANP**. Rio de Janeiro: SINDICOM, 2011.

Disponível em: <[http://www.sindicom.com.br/pub\\_sind/cgi/cgilua.exe/sys/start.htm?sid=19](http://www.sindicom.com.br/pub_sind/cgi/cgilua.exe/sys/start.htm?sid=19)> Acesso em: 10 fev. 2012

SHORE, J. & HACKWORTH, J. **Trends and Transitions in the Diesel Market**. NPRA Annual Meeting. Apresentação. EIA, 2007.



Disponível em:  
<[http://www.eia.gov/pub/oil\\_gas/petroleum/presentations/2007/npra2007/npra2007\\_files/frame.html](http://www.eia.gov/pub/oil_gas/petroleum/presentations/2007/npra2007/npra2007_files/frame.html)>. Acesso em: 22 jan 2012.

SZKLO, Alexandre Salem. **Fundamentos do Refino de Petróleo**. 1ª edição. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2005.

TAVARES, Maria Elisabete Espinho. **Análise de Refino no Brasil: Estado e perspectivas – uma análise “cross-section”**. Tese de Doutorado. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2005.

ULLER, Victor Cohen. **Oportunidades e desafios da colocação de óleos brasileiros no mercado internacional: o refino e o mercado norte-americano de combustíveis**. Tese de Mestrado. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2007.

VIEGAS, Thales. **Uma agenda para a indústria de petróleo no Brasil nos próximos anos**, 2011.

Disponível em: <<http://infopetro.wordpress.com/2011/02/14/uma-agenda-para-a-industria-de-petroleo-no-brasil-nos-proximos-anos/#more-1679>>. Acesso em: 16 jul 2011.

VILELA, Thaís. **Modelos de demanda por combustíveis no Brasil**, 2010.

Disponível em: <http://infopetro.wordpress.com/2010/06/14/modelos-de-demanda-por-combustivel-no-brasil/#more-792>>. Acesso em: 22 jan 2012.

WISDOM, L.I., PEER, E.D., BONNIFAY, P.. **“H-Oil versus Coking for the turn of the century”**. Upgrading Heavy Ends with IFP, 1997. P. 32.

ZYLBERBERG, Raphael. **Impactos econômicos e sociais da nova refinaria no Brasil: uma análise comparativa**. Monografia de bacharelado. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 2006.